



CORFO
sueña emprende crece

giz Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH



Las **Energías Renovables No Convencionales** en el **Mercado Eléctrico Chileno**

Documento Complementario 2012

Las **Energías Renovables No Convencionales**
en el **Mercado Eléctrico Chileno**

Documento Complementario 2012

**Documento Complementario al Libro:
LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES
EN EL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO**

Publicado por:

Proyecto Estrategia de Expansión de las Energías Renovables
en los Sistemas Eléctricos Interconectados (Ministerio de Energía / GIZ)

Ministerio de Energía

Avenida Libertador Bernardo O'Higgins 1449
Edificio Santiago Downtown II, piso 13
Santiago, Chile
www.minenergia.cl

**Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH**

Federico Froebel 1776, Providencia
Santiago, Chile
www.giz.de

Coordinación:

División Energías Renovables
del Ministerio de Energía / GIZ

Autores:

Ministerio de Energía, División Energías Renovables y GIZ
Centro de Energía, Universidad de Chile

Colaboradores:

Centro de Energías Renovables (CER), Comité CORFO

Diseño y diagramación:
Hernán Romero D.

ISBN: 978-956-8066-13-0

Santiago de Chile, mayo 2012

Documento Complementario al Libro:
**LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES
EN EL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO**



Por encargo de:



Ministerio Federal de Medio Ambiente,
Protección de la Naturaleza
y Seguridad Nuclear

de la República Federal de Alemania

Despegue de las Energías Renovables. Un desafío para Chile

Chile vive un momento crucial en su historia, se enfrenta al enorme desafío de generar las condiciones adecuadas para llegar a ser un país desarrollado en la próxima década. Éste es el objetivo que se ha propuesto este Gobierno y representa la seria aspiración de brindar mayores y mejores oportunidades a todos los chilenos.

Para alcanzar el ansiado desarrollo, se requiere de un crecimiento sostenido y en la medida que nuestro país crece, mayor energía requiere. Y a la hora de pensar en energía para los próximos años, Chile aspira lograr que su futura demanda sea abastecida con energía limpia, segura y económica. En ese contexto, el desarrollo de energías renovables no convencionales (ERNC) es fundamental.

¿Qué condiciones tiene Chile para lograr esta meta? Todas. Nuestra geografía ofrece una variada riqueza de sus recursos naturales: El Desierto de Atacama dispone de uno de los más altos niveles de radiación solar en el mundo. Un recurso eólico abundante tanto en el norte como en las zonas del sur y extremo sur del país. Además, por sus extendidas costas, existe un elevado potencial para el futuro desarrollo de la energía de los mares, mientras que la cordillera presenta grandes oportunidades para aprovechar energéticamente sus recursos hídricos y geotérmicos. Las fuentes de energía distribuidas a lo largo de Chile, conforme a sus excepcionales condiciones de calidad y disponibilidad, aspiramos que sean utilizadas respetando los más altos niveles de protección ambiental, en armonía con los elementos tradicionales de nuestra política energética.

El Ministerio de Energía acorde a sus definiciones estratégicas, busca crear las condiciones para que los proyectos con energías renovables no convencionales se desarrollen en Chile, y con ello colaborar a diversificar la matriz y consolidar un mercado innovador y competitivo en torno a dichas energías.

Mediante un trabajo conjunto entre el Ministerio de Energía, GIZ, el Centro de Energía de la Universidad de Chile y el Centro de Energías Renovables, nos complace presentar la actualización del libro “Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno”.

La presente publicación da a conocer los desafíos en materias regulatorias, con énfasis en las ERNC, que ha abordado el Gobierno de Chile a partir de la creación del Ministerio de Energía; actualiza el marco institucional, normativo y operacional del sector eléctrico, desarrolla un análisis y seguimiento a la obligación establecida en la Ley 20.257 y presenta una reseña sobre los instrumentos de fomento disponibles para proyectos con energías renovables, junto a los avances en la caracterización de nuestros recursos naturales a través de plataformas públicas de información.

Es de todo nuestro interés, que esta publicación se constituya en una valiosa fuente de información y orientación, tanto para inversionistas y desarrolladores de proyectos a nivel nacional e internacional, como para otras entidades públicas o privadas vinculadas a las energías renovables no convencionales en nuestro país.

Jorge Bunster Betteley
Ministro de Energía

Prefacio

Con el propósito de contribuir al desarrollo de proyectos de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) en los sistemas eléctricos nacionales, entregando un análisis de distintos aspectos relevantes desde la visión de un inversionista o desarrollador de proyecto, tanto extranjero como nacional, que no necesariamente posee un conocimiento detallado del mercado eléctrico chileno, se publicó hace tres años el libro “Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno”, en adelante “el Libro”.

Si bien muchos de los conceptos tratados en el Libro se mantienen vigentes, se constata la necesidad de generar un documento complementario que permita actualizar información al lector en los siguientes ámbitos:

- Marco institucional del sector eléctrico y organismos vinculados.
- Marco normativo y operacional del sector.
- Seguimiento a la obligación establecida en la Ley 20.257.
- Plataformas de información disponibles e instrumentos de fomento.

De esta forma, se presenta este Documento Complementario con el fin de continuar el esfuerzo en torno a eliminar las barreras que limitan el desarrollo de los medios de generación renovables no convencionales, sean éstas comunes a todas las fuentes de energía o específicas a alguna de ellas, de modo que puedan materializarse aquellos proyectos competitivos respecto a las formas tradicionales de generación.

Aclaración

Esta publicación fue preparada por encargo del proyecto “Estrategia de Expansión de las Energías Renovables en los Sistemas Eléctricos Interconectados” implementado por el Ministerio de Energía de Chile y Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH en el marco de la cooperación intergubernamental entre Chile y Alemania. El proyecto se financia a través de la Iniciativa Internacional para la Protección del Clima (IKI) del Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza y Seguridad Nuclear (BMU) de Alemania. Cualquier referencia a una empresa, producto, marca, fabricante u otro similar en ningún caso constituye una recomendación por parte del Gobierno de Chile o de GIZ. Se autoriza la reproducción parcial o total, siempre y cuando se cite la fuente de referencia.

Indice

Despegue de las Energías Renovables. Un desafío para Chile	5
Prefacio	6
Aclaración	7
Abreviaturas	13
1. Marco institucional del sector eléctrico y organismos vinculados	15
1.1 Ministerio de Energía.....	17
1.1.1 Comisión Nacional de Energía (CNE)	19
1.1.2 Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).....	20
1.1.3 Comisión Chilena de Energía Nuclear (CCHEN)	20
1.2 Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC).....	21
1.3 Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos	22
1.4 Tribunal de Defensa de la Libre Competencia	22
1.5 Institucionalidad ambiental.....	23
1.6 Ministerio de Bienes Nacionales.....	24
1.7 Corporación de Fomento de la Producción (CORFO)	25
1.8 Centro de Energías Renovables (CER).....	26
1.9 Agencia Chilena de Eficiencia Energética (AChEE).....	26
1.10 Resolución de conflictos.....	27
2. Marco normativo y operacional del sector	29
2.1 Acceso a los sistemas de transmisión	31
2.2 Exigencias técnicas mínimas para proyectos de ERNC contenidas en la NTSyCS.....	32
2.3 Sistema de precios del sector eléctrico	33
2.3.1 Despacho	34
2.3.2 Balance comercial de un generador ERNC.....	35
2.4 Tratamiento de los atributos de suficiencia y seguridad de los medios de generación.....	35
2.4.1 Mecanismos de cálculo de Potencia Firme	36
2.4.2 Servicios Complementarios	41
2.4.3 Tratamiento actual de la seguridad en los sistemas interconectados	41
2.5 Actualización regulatoria.....	46
2.5.1 Ley 20.571	46
2.5.2 Reglamentos de la LGSE en tramitación	48

3. Seguimiento a la obligación establecida en la Ley 20.257	49
3.1 Catastro ERNC	51
3.2 Cumplimiento de la obligación de la Ley 20.257	54
3.3 Desplazamiento de emisiones por sistema.....	56
4. Plataformas de información disponibles e instrumentos de fomento	59
4.1 Prospección de los recursos.....	61
4.1.1 Campaña de medición eólica y solar	61
4.1.2 Exploradores de Energía Eólica y Solar	62
4.2 Licitaciones de terrenos fiscales para proyectos eólicos.....	64
4.3 Instrumentos de fomento para las ERNC.....	66
4.3.1 Instrumentos de fomento de preinversión para proyectos ERNC.....	66
4.3.2 Otros instrumentos especializados de fomento a las ERNC.....	67
4.4 Concesiones de exploración geotérmica.....	68
Anexo 1: Requerimientos técnicos aplicables según NTSyCS.....	73
Anexo 2: Costo marginal instantáneo de energía y de potencia	79
Anexo 3: Ley 20.571 de 2012	81

Figuras

Figura 1:	Organismos del Ministerio de Energía	18
Figura 2:	Organigrama del Ministerio de Energía	19
Figura 3:	Curva de oferta agregada de generación en el SIC	34
Figura 4:	Metodología de cálculo de Potencia Firme	40
Figura 5:	Diagrama de flujos para el cálculo de compensaciones de acuerdo a R.M. 39	45
Figura 6:	Evolución de la capacidad instalada de ERNC entre 2005 y 2011	53
Figura 7:	Evolución de proyectos ERNC ingresados a SEIA	54
Figura 8:	Evolución de la producción mensual ERNC y del cumplimiento de la obligación según Ley 20.257	56
Figura 9:	Explorador de Energía Eólica.....	63
Figura 10:	Áreas de reserva para ERNC en el Norte Grande	65
Figura 11:	Participación de proyectos ERNC según tecnologías, beneficiados por instrumentos de fomento CORFO durante el período 2005 - 2009	67

Tablas

Tabla 1: Exigencias técnicas aplicables a tecnologías ERNC según NTSyCS.....	33
Tabla 2: Capacidad instalada de generación eléctrica en sistemas mayores a 1,5 MW a diciembre de 2011	52
Tabla 3: Balance anual del cumplimiento con la Ley 20.257	55
Tabla 4: Emisiones equivalentes desplazadas por tecnología ERNC 2010 - 2011	57
Tabla 5: Velocidad promedio de viento en estaciones de 20m	62
Tabla 6: Estado del sistema concesional geotérmico a abril de 2012	68

Abreviaturas

ACHEE	Agencia Chilena de Eficiencia Energética
CCHEN	Comisión Chilena de Energía Nuclear
CDEC	Centro de Despacho Económico de Carga
CER	Centro de Energías Renovables
CM_g	Costo marginal del generador i
CM_{gP}	Costo marginal instantáneo de potencia
CONAMA	Comisión Nacional del Medio Ambiente
CNE	Comisión Nacional de Energía
COP_i	Costo de operación del generador i
CORFO	Corporación de Fomento de la Producción
DFL	Decreto con Fuerza de Ley
DNI	Radiación solar directa normal
DO	Dirección de Operación del CDEC
DP	Dirección de Peajes del CDEC
DPO	Departamento de Planificación y Operación del CDEC
D.S.	Decreto Supremo
EDAG	Esquema de Desconexión Automática de Generación
EI	Efecto Inyección
ER	Efecto Retiro
ERAG	Esquema de Reducción Automática de Generación
ERNC	Energías Renovables No Convencionales
ESCO	Energy Service Company (Empresa de servicio de energía)
FRT	Fault Ride Through
GD2	Factor de inercia
GHI	Radiación Global Horizontal
G_i	Producción del generador i
GIZ	Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH (Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional)
GNL	Gas natural licuado
GWh	Gigawatthora
H	Constante de inercia mecánica
Hz	Hertz
km	kilómetro
kV	kilovoltio
kW	kilowatt
kWh/m²	kilowatthora por metro cuadrado

LGSE	Ley General de Servicios Eléctricos
LOLP	Loss of Load Probability (Probabilidad de pérdida de carga)
MM USD	Millón US Dólares
m/s	metros por segundo
msnm	metros sobre nivel del mar
MT	Mínimo Técnico
MW	Megawatt
MWh	Megawatthora
NCAR	National Center for Atmospheric Research
NT	Norma Técnica
NTCO	Norma Técnica sobre Conexión y Operación de Pequeños Medios de Generación Distribuidos en Instalaciones de Media Tensión
NTSyCS	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
PMG	Pequeño Medio de Generación
PMGD	Pequeño Medio de Generación Distribuido
pu	por unidad
RG	Reserva en giro
R_i	Retiro asociado al generador i
R.M.	Resolución Ministerial
RP	Reserva primaria
rpm	revoluciones por minuto
s	segundo
SEA	Servicio de Evaluación Ambiental
SEC	Superintendencia de Electricidad y Combustibles
SEIA	Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental
Seremi	Secretaría Regional Ministerial
SI	Sistema Interconectado
SIC	Sistema Interconectado Central
SING	Sistema Interconectado del Norte Grande
SSCC	Servicios Complementarios
SyCS	Seguridad y calidad de servicio
Ta	Tiempo de lanzamiento
teqCO₂	tonelada equivalente de dióxido de carbono
T MDF	Tiempo Máximo de Despeje de Falla
TW	Constante de tiempo de arranque de la columna de agua
U.F.	Unidad de Fomento
WRF	Weather Research and Forecasting Model



Marco institucional del sector eléctrico y organismos vinculados

1. Marco institucional del sector eléctrico y organismos vinculados

El sector eléctrico chileno se encuentra estrechamente relacionado con diferentes instituciones del sector público y privado. 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, y se detallan en este capítulo.

La institucionalidad energética vigente hasta el año 2009 y la forma en que se organizaba el Estado en la materia, dificultaba una mirada integral del sector, dada la multiplicidad de organismos con lineamientos estratégicos diversos. Por otro lado, de acuerdo a la Ley Orgánica Constitucional de Bases Generales de la Administración del Estado, los Ministerios son los órganos superiores de colaboración del Presidente de la República en las funciones de gobierno y administración de sus respectivos sectores, para lo que deben proponer y evaluar las políticas y planes correspondientes, estudiar y proponer las normas aplicables a los sectores a su cargo, velar por el cumplimiento de las normas dictadas, asignar recursos y fiscalizar las actividades del respectivo sector. Por ello, el año 2009 se crea una nueva institucionalidad en materia de energía, cuyos objetivos declarados fueron: facilitar una mirada integral del tema energético, unificando las decisiones de política pública del sector energía; fortalecer una visión internacional del tema energético; mejorar la capacidad de rectoría y coordinación del Estado en la materia; fortalecer la capacidad regulatoria técnico-económica del Estado chileno, de manera de garantizar estabilidad y transparencia al sector privado; y mejorar los esfuerzos de coordinación y compatibilización de la política medioambiental con la política energética, de manera de asegurar un desarrollo energético dinámico y ambientalmente sustentable.

1.1 Ministerio de Energía

El Ministerio de Energía, entidad creada por la Ley 20.402 y que entró a regir el 1 de febrero de 2010, es el órgano superior de colaboración del Presidente de la República en las funciones de gobierno y administración del sector energía.

Su objetivo general es elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, velar por su cumplimiento y asesorar al Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía.

Para los efectos de la competencia que sobre la materia corresponde al Ministerio de

Energía, la citada Ley establece que el sector energía comprende todas las actividades de estudio, exploración, explotación, generación, transmisión, transporte, importación y exportación, almacenamiento, distribución, consumo, uso eficiente, y cualquiera otra que concierna a la electricidad, carbón, gas, petróleo y derivados, energía nuclear, geotérmica y solar, y demás fuentes energéticas.

Asimismo, la creación del Ministerio de Energía reorganizó las atribuciones del sector público en lo referido al ámbito energético concentrando las funciones propias del sector, que previamente se encontraban en los Ministerios de Minería y de Economía, Fomento y Turismo, y modificó la dependencia de la Comisión Nacional Energía (CNE), la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) y la Comisión Chilena de Energía Nuclear (CCHEN), las que pasaron a relacionarse con el Presidente de la República por medio del Ministerio de Energía (Figura 1).

Figura 1: Organismos del Ministerio de Energía

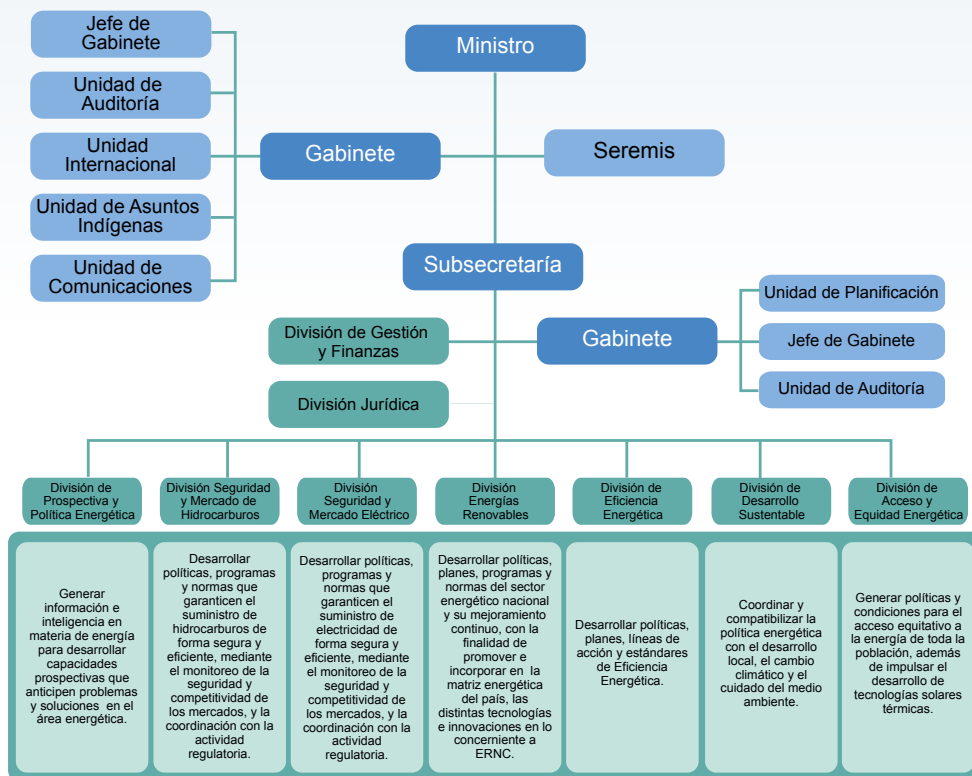


Fuente: Ministerio de Energía

La conducción del Ministerio corresponde al Ministro de Energía y su administración interna al Subsecretario de Energía, quien es el Jefe Superior del Servicio y coordina la acción de los servicios públicos del sector. Además, cuenta con seis Secretarías Regionales Ministeriales (Seremis), las que representan el Ministerio en macrozonas.

El Ministerio cuenta con nueve divisiones, cuyos objetivos se detallan en la Figura 2 que resume el organigrama del Ministerio de Energía.

Figura 2: Organigrama del Ministerio de Energía



Fuente: Ministerio de Energía

1.1.1 Comisión Nacional de Energía (CNE)

La Comisión Nacional de Energía es una persona jurídica de derecho público, funcionalmente descentralizada, con patrimonio propio, que se relaciona con el Presidente de la República por intermedio del Ministerio de Energía, creada por el Decreto Ley 2.224, de 1978, modificado por la Ley 20.402 que creó el Ministerio de Energía.

Es el organismo técnico encargado de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas de producción, generación, transporte y distribución de energía, con el objeto de disponer de un servicio suficiente, seguro y de calidad, compatible con la operación más económica. Sus funciones son:

- Analizar técnicamente la estructura y el nivel de los precios y tarifas de bienes y servicios energéticos, en los casos y forma que establece la Ley.
- Fijar las normas técnicas y de calidad indispensables para el funcionamiento y la operación de las instalaciones energéticas, en los casos que señala la Ley.
- Monitorear y proyectar el funcionamiento actual y esperado del sector energético, y proponer al Ministerio de Energía las normas legales y reglamentarias que se requieran, en las materias de su competencia.
- Asesorar al Gobierno, por intermedio del Ministerio de Energía, en todas aquellas materias vinculadas al sector energético para su mejor desarrollo.

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

La administración de la CNE corresponde al Secretario Ejecutivo, quien es el Jefe Superior del Servicio y tiene su representación legal, judicial y extrajudicial.

1.1.2 Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)

La Superintendencia de Electricidad y Combustibles se relaciona con el Presidente de la República a través del Ministerio de Energía. Fue creada como tal en el año 1985, mediante la dictación de la Ley 18.410, orgánica de la SEC, conforme a la cual tiene por misión vigilar la adecuada operación de los servicios de electricidad, gas y combustibles líquidos, en términos de su seguridad, calidad y precio, cuando éstos son regulados.

Es responsabilidad de la SEC fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y normativas, otorgar las concesiones provisionales de gas y eléctricas, e imponer sanciones, entre otras materias.

1.1.3 Comisión Chilena de Energía Nuclear (CCHEN)

La CCHEN, fundada en el año 1965, es una persona jurídica de derecho público, con personalidad jurídica y patrimonio propio. Se relaciona con el Presidente de la República a través del Ministerio de Energía y es responsable del desarrollo de la ciencia y la tecnología nuclear del país.

La CCHEN tiene como misión institucional realizar investigación, desarrollo y aplicaciones de la energía nuclear, así como su regulación, control y fiscalización, proporcionando servicios tecnológicos y de investigación y desarrollo a sectores externos tales como ministerios, servicios públicos, empresas públicas y privadas (sector eléctrico, clínicas y hospitales, industrias alimenticias y de productos esterilizados), universidades y establecimientos educacionales.

1.2 Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC)

Los CDEC son organismos encargados de coordinar la operación del sistema eléctrico, tienen sus funciones definidas en la Ley General de Servicios Eléctricos y en el reglamento aprobado por el Decreto Supremo N° 291 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción (D.S. 291), publicado el 4 de agosto de 2008, con la responsabilidad de:

- 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 posee su propio CDEC, por lo que existe el CDEC-SIC y el CDEC-SING para los sistemas interconectados central y del norte grande, respectivamente.

Los integrantes del CDEC corresponden a todas aquellas empresas que posean instalaciones de generación, transmisión, subtransmisión y transmisión adicional junto a clientes libres conectados directamente a instalaciones de transmisión. Sin embargo, de acuerdo con la reglamentación, se pueden abstener de conformar el CDEC las empresas que cumplan con las siguientes características:

- Empresas propietarias de centrales eléctricas, cuya capacidad instalada total sea inferior a 9 MW.
- Empresas que posean la calidad de autoproducción¹, cuyos excedentes totales de capacidad instalada de generación sean inferiores a 9 MW.

¹ Toda entidad cuya capacidad instalada de generación interconectada al sistema sea superior al total de su demanda máxima anual, siempre que su giro principal sea distinto a los de generación o transmisión de energía eléctrica. Artículo 19, D.S. 291.

- Empresas propietarias de instalaciones de transmisión troncal, subtransmisión o transmisión adicional cuyos tramos de líneas de transmisión no superen, en total, los 100 kilómetros.
- Clientes libres cuya barra de consumo por medio de la cual se conectan a un sistema de transporte tenga una potencia total en dicha barra inferior a 4 MW.

El directorio de los CDEC está conformado por 10 directores, 2 representantes de propietarios de centrales cuya capacidad instalada total sea inferior a 300 MW, 3 de propietarios de centrales cuya capacidad instalada total sea superior a ese límite, 2 de propietarios de instalaciones de transmisión troncal, 2 de propietarios de instalaciones de subtransmisión y 1 de clientes libres abastecidos directamente de un sistema eléctrico.

Los CDEC a su vez se conforma por tres direcciones que son: Dirección de Operación, Dirección de Peajes y Dirección de Administración y Presupuesto.

1.3 Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos

El Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos es un órgano creado por la Ley 19.940 del año 2004 en forma exclusiva para el sector eléctrico. Tiene competencia acotada y está 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 deben ser sometidos a su consideración conforme a la Ley y sobre las demás controversias 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.

1.4 Tribunal de Defensa de la Libre Competencia

Otra de las instituciones importantes de mencionar, que si bien no se vincula solamente con el sector eléctrico, dado que una de las motivaciones de la normativa del sector eléctrico es fomentar la competencia, es el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia. La institución fue creada mediante la Ley 19.911 del año 2003.

Se trata de un tribunal especial, colegiado, asimilable a una sala de la Ilustrísima Corte de Apelaciones, dedicado exclusivamente a materias de libre 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.

1.5 Institucionalidad ambiental

Mediante la promulgación de la Ley 20.417, el 12 de enero de 2010, se creó el Ministerio del Medio Ambiente. Es una Secretaría de Estado encargada 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. A nivel regional es representado por las Secretarías Regionales del Medio Ambiente, las cuales están presentes en las quince regiones administrativas del país.

Junto con el Ministerio la Ley 20.417 creó otros organismos que forman parte de la institucionalidad ambiental nacional. Entre ellos:

- Servicio de Evaluación Ambiental (SEA): Servicio público funcionalmente descentralizado, con personalidad jurídica y patrimonio propio, y sometido a la supervigilancia del Presidente de la República a través del Ministerio del Medio Ambiente. Es el continuador legal de la Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA) en materias relacionadas con la administración del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) y en su perfeccionamiento mediante la elaboración de propuestas orientadas a simplificar los procedimientos de evaluación y tramitación ambiental y en proporcionar información adecuada para los proponentes del sistema y para la comunidad. El servicio es representado en las regiones del país por medio de Direcciones Regionales.
- Superintendencia del Medio Ambiente: Servicio descentralizado encargado de ejecutar, organizar y coordinar la fiscalización ambiental, lo que considera el seguimiento de las Resoluciones de Calificación Ambiental, de las medidas de los Planes de Prevención y/o de Descontaminación Ambiental, del contenido de las Normas de Calidad Ambiental y Normas de Emisión, del contenido de los

Planes de Manejo, cuando corresponda, y de todos aquellos otros instrumentos de carácter ambiental que establezca la Ley. Si bien se creó en septiembre de 2010, las facultades fiscalizadoras y sancionadoras de la Superintendencia del Medio Ambiente, se encuentran subordinadas a la publicación de la Ley que crea los Tribunales Ambientales y a su instalación. Cuenta con un Superintendente nombrado por el Presidente de la República.

- Consejo de Ministros para la Sustentabilidad: Es presidido por el Ministro del Medio Ambiente e integrado por los Ministros de Agricultura; de Hacienda; de Salud; de Economía, y Turismo; de Energía; de Obras Públicas; de Vivienda y Urbanismo; de Transportes y Telecomunicaciones; de Minería, y de Desarrollo Social. Entre sus funciones se encuentran proponer al Presidente de la República las políticas para el manejo, uso y aprovechamiento sustentable de los recursos naturales renovables; los criterios de sustentabilidad que deben ser incorporados en la elaboración de las políticas y procesos de planificación de los ministerios, la creación de las Áreas Protegidas del Estado, las políticas que deben ser sometidas a evaluación ambiental estratégica y pronunciarse sobre los proyectos de ley y actos administrativos que contengan normas de carácter ambiental.

Por su parte, los Tribunales Ambientales, de acuerdo al proyecto de Ley, serán organismos jurisdiccionales especiales, sujetos a la superintendencia directiva, correccional y económica de la Corte Suprema, cuya función es resolver las controversias medio ambientales de su competencia y ocuparse de los demás asuntos que la Ley somete a su conocimiento. Al respecto, la Ley los facultaría para conocer las reclamaciones que se interpongan sobre los actos administrativos de carácter ambiental, entendidos como toda decisión formal que emita cualquiera de los organismos de la Administración del Estado que tenga competencia ambiental y que corresponda a un instrumento de gestión ambiental o se encuentre directamente asociado con uno de éstos.

1.6 Ministerio de Bienes Nacionales

La misión del Ministerio de Bienes Nacionales es reconocer, administrar y gestionar el patrimonio fiscal de toda la población; mantener el catastro gráfico de la propiedad fiscal actualizado; elaborar, en coordinación con las demás entidades del Estado, las políticas destinadas al aprovechamiento e incorporación del territorio fiscal para ponerlo al servicio del desarrollo económico, social y cultural del país, con una mirada integral y en forma sustentable; y regularizar la pequeña propiedad raíz particular.

Consistentemente con el objetivo de poner el territorio fiscal al servicio del desarrollo

del país en el marco de lo definido en el Decreto Ley 1.939 de 1977, y con el fin de diversificar la matriz energética nacional, los Ministerios de Bienes Nacionales y de Energía desarrollan en conjunto un trabajo orientado a impulsar proyectos de Energías Renovables No Convencionales (ERNC). Los objetivos de este programa de trabajo conjunto son:

- Promover oportunidades para el desarrollo de proyectos de ERNC, fomentar la realización de estudios de factibilidad y elaborar el catastro de los terrenos fiscales aptos para este tipo de proyectos, especialmente de generación eólica.
- Reservar y destinar zonas que han sido identificadas como de sobresaliente calidad de recurso con potencial energético, con el objeto de convocar a licitaciones públicas para poder acoger de manera ordenada y transparente las mejores ofertas técnicas y económicas, asegurando la utilización responsable y sustentable del territorio fiscal.
- Actuar en forma coordinada ante terceras partes interesadas.
- Contribuir con infraestructura, recursos y experiencia en la ejecución de actividades para potenciar el logro de los objetivos propuestos.

1.7 Corporación de Fomento de la Producción (CORFO)

La Corporación de Fomento de la Producción, creada en 1939, es el organismo del Estado chileno encargado de impulsar la actividad productiva nacional, lo que en la actualidad implica una labor dirigida a las siguientes áreas:

- Potenciar la investigación y el desarrollo tecnológico con impacto económico y de amplia repercusión en los diversos sectores productivos.
- Promover la asociatividad empresarial, especialmente de las empresas medianas y pequeñas, de manera que colaboren para competir mejor.
- Facilitar la modernización de la gestión de las empresas privadas para aumentar su competitividad en los diferentes mercados.
- Promover el acceso al financiamiento y a nuevos instrumentos financieros de las empresas nuevas, exportadoras y de menor escala.

CORFO administra parte importante de los instrumentos de fomento para ERNC que se han creado en Chile, entre los que hay orientados a mitigar barreras de acceso a financiamiento y a estimular la evaluación adecuada de potenciales proyectos ERNC. La cartera de instrumentos se encuentra en un proceso permanente de revisión, perfeccionamiento y, eventualmente, de ampliación con nuevos instrumentos de fomento.

1.8 Centro de Energías Renovables (CER)

A mediados del año 2009 se crea el Centro de Energías Renovables. Es un comité CORFO cuyo objeto es contribuir al fortalecimiento de la matriz energética nacional, aumentando su diversificación e independencia mediante el apoyo a la materialización de proyectos ERNC en el país.

Un Consejo Directivo dirige al CER y está conformado por los siguientes integrantes: Vicepresidente Ejecutivo de CORFO, Ministro de Energía, Ministro de Economía, Fomento y Turismo, Ministro de Educación, Ministro de Agricultura, Ministro de Bienes Nacionales, Ministro del Medio Ambiente, y tres consejeros designados por el Ministro de Energía.

En la actualidad el CER enfoca su accionar en cuatro ejes estratégicos:

- Promover y fomentar el desarrollo de proyectos del sector ERNC.
- Proveer información de valor para la industria y otros actores relevantes.
- Formar capital humano para fortalecer el sector ERNC.
- Promover la participación de distintos actores para favorecer la cooperación en el sector ERNC.

A través de un contacto directo permanente con la industria de las ERNC, el CER es además un proveedor de insumos al Ministerio de Energía para el diseño de nuevas políticas.

1.9 Agencia Chilena de Eficiencia Energética (AChEE)

La Agencia Chilena de Eficiencia Energética fue creada en noviembre de 2010, y es una fundación de derecho privado, sin fines de lucro, cuya misión es promover, fortalecer y consolidar el uso eficiente de la energía articulando a los actores relevantes, a nivel nacional e internacional, e implementando iniciativas público privadas en los distintos sectores de consumo energético, contribuyendo al desarrollo competitivo y sustentable del país. La AChEE cuenta con un directorio conformado por representantes del Ministerio de Energía, del Ministerio de Hacienda y de la Confederación de la Producción y el Comercio, entre otros.

Los objetivos centrales de la AChEE se resumen en los siguientes puntos:

- Reducir la intensidad en el consumo energético en los sectores de consumo intervenidos.
- Hacer de la eficiencia energética un valor cultural, a nivel ciudadano.
- Mejorar el capital humano y capacidades del sector productivo en eficiencia energética.

- Ser un referente nacional e internacional en materia de eficiencia energética.
- Consolidar el uso eficiente de la energía como una oportunidad de desarrollo sustentable para el país.

1.10 Resolución de conflictos

En el caso de proyectos ERNC, dependiendo del tipo de proyecto, en relación al sistema eléctrico al que se conecta (distribución, subtransmisión, transmisión) y el modelo de comercialización elegido (fuera del mercado mayorista, participación en el mercado spot, contratos de suministro), las discrepancias y conflictos que se susciten entre los actores del mercado eléctrico con motivo de la aplicación de la legislación eléctrica serán resueltas por una de las siguientes instituciones:

- Panel de Expertos.
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles, cuyas resoluciones son recurribles ante la respectiva Corte de Apelaciones.

Para cada tema en discrepancia, la normativa del sector estipula la institución encargada de resolver la discrepancia o conflicto específico. A modo de ejemplo, en la relación entre un Pequeño Medio de Generación Distribuido (PMGD) y una empresa de distribución, es la SEC la institución encargada.



Marco normativo y operacional del sector

2. Marco normativo y operacional del sector

En este capítulo se actualiza y se profundiza el análisis de las disposiciones reglamentarias y normativas asociadas al acceso a redes y exigencias de conexión de proyectos ERNC presentadas en el Libro. Se discute también lo referente a metodologías de cálculo de potencia firme y la diferenciación entre los atributos de suficiencia y seguridad. Finalmente, se dedica la parte final de este capítulo a las nuevas disposiciones reglamentarias así como a algunas en elaboración y su posible efecto en los proyectos ERNC.

2.1 Acceso a los sistemas de transmisión

En relación al libre acceso a los sistemas de transmisión, el artículo 77 de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) establece un régimen de acceso abierto con algunas diferencias entre segmentos. Si bien en los sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión, sus propietarios no pueden negar el acceso al servicio de transporte a ningún interesado por motivos de capacidad técnica; en los sistemas de transmisión adicional sólo estarán sometidas al régimen de acceso abierto aquellas instalaciones que hagan uso de las servidumbres obtenidas en virtud de concesión de línea de transporte conforme al artículo 51° de la LGSE, y las que usen bienes nacionales de uso público, como calles y vías públicas, en su trazado.

A su vez, los propietarios de instalaciones adicionales no podrán negar el servicio a terceros interesados cuando exista capacidad técnica de transmisión determinada por el CDEC, independientemente de la capacidad contratada. En caso de existir discrepancias que surjan en la aplicación del régimen de acceso abierto en las líneas de los sistemas adicionales el Panel de Expertos tiene las facultades para dirimir estas materias.

De lo anterior, se puede apreciar que existe una diferencia importante en cuanto a las consideraciones de acceso y adaptación de los sistemas, dependiendo de su clasificación, ya que, en el caso de los sistemas que cumplen un rol de servicio público, son los propietarios de las instalaciones de transmisión quienes, en conjunto con el regulador mediante los mecanismos que la Ley establece, deben procurar la adaptación del sistema para recibir las inyecciones de nuevos generadores. En efecto, en caso de existir restricciones en los sistemas troncales o de subtransmisión, es el CDEC quien debidamente facultado debe procurar la operación coordinada del sistema limitando las inyecciones o retiros sin discriminar entre los usuarios.

En los sistemas adicionales en cambio, cuando existen limitaciones de capacidad técnica disponible, es decir, existe capacidad pero es menor a la que contempla aportar el nuevo proyecto de generación entrante, las posibilidades son acordar con el propietario el aumento de capacidad del tramo, o instalar los automatismos² necesarios para limitar a las inyecciones de las nuevas centrales sin superar el respectivo límite técnico.

2.2 Exigencias técnicas mínimas para proyectos de ERNC contenidas en la NTSyCS

La normativa técnica aplicable a la conexión y operación del generador ERNC difiere según sea el sistema de conexión seleccionado, tal como se discute en las secciones 2.5 y 5.1 del Libro, donde se profundiza sobre los requisitos para PMGD. Por su parte, en este capítulo, se muestran los artículos más relevantes de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS)³ que hacen referencia a las exigencias técnicas de conexión y operación en los sistemas interconectados (SI) de proyectos ERNC. Se recalca que la NTSyCS define las exigencias técnicas aplicables a todas las unidades de generación cuyo nivel de conexión al sistema eléctrico sea superior a 23 kV (niveles de transmisión adicional, subtransmisión y transmisión troncal),⁴ y que existen ciertas disposiciones que aplican de manera concreta a tecnologías ERNC, en especial a generación eólica. La Tabla 1 resume aquellas disposiciones y el correspondiente articulado de la NTSyCS se transcribe en el Anexo 1.

2 Automatismos como los Esquemas de Desconexión Automática de Generación (EDAG) o Esquemas de Reducción Automática de Generación (ERAG), los cuales pueden ser configurados para operar ante contingencias específicas y así mantener las condiciones de seguridad del sistema de transmisión.

3 Norma técnica actualizada a septiembre de 2010.

4 Si bien los PMGD son coordinados por los CDEC la NTSyCS les sería aplicable en lo relacionado a solicitud de información. La coordinación de su operación se enfoca a la empresa de distribución respectiva según la Norma Técnica sobre Conexión y Operación de Pequeños Medios de Generación Distribuidos en Instalaciones de Media Tensión (NTCO).

Tabla 1: Exigencias técnicas aplicables a tecnologías ERNC según NTSyCS

Temática	Tecnología	Disposición	Artículo
Exigencias mínimas para diseño de instalaciones de generación	Máquina sincrónica	Factor de potencia requerido bajo condición de operación a potencia máxima	3-7
	Eólica	Condición de FRT*	3-8
	Eólica	Condiciones de entrega y absorción de reactivos bajo tensiones en estado normal	3-9
	Hidro/Eólica	Tiempos de operación permitidos para diferentes niveles de frecuencia; Rangos de frecuencia válidos para operar	3-10 3-11
Estándares en generación y transmisión para estado de emergencia	Eólica	Rango de factor de potencia válido para operaciones de generadores eólicos	5-62
Estándares de calidad de producto eléctrico	Eólica	Límites de contaminación de la red para: armónicas de tensión y corriente, fluctuaciones de tensión, y severidad de parpadeo	5-87
Estudio de control de tensión y requerimientos de potencia reactiva	Eólica**	Asignación de recursos y márgenes de control de potencia reactiva	6-43
Información técnica: unidades generadoras	Eólica/Hidro**	Datos sobre máquina motriz	9-14
	Eólica/Hidro**	Datos sobre fuente primera de energía	9-15

Fuente: Elaboración propia

Nota: * Fault Ride Through: condición de operación de un generador eólico cuando la tensión en el Punto de Conexión varíe a consecuencia de una falla en el sistema de transmisión.

** El artículo en mención también reglamenta para demás tecnologías.

2.3 Sistema de precios del sector eléctrico

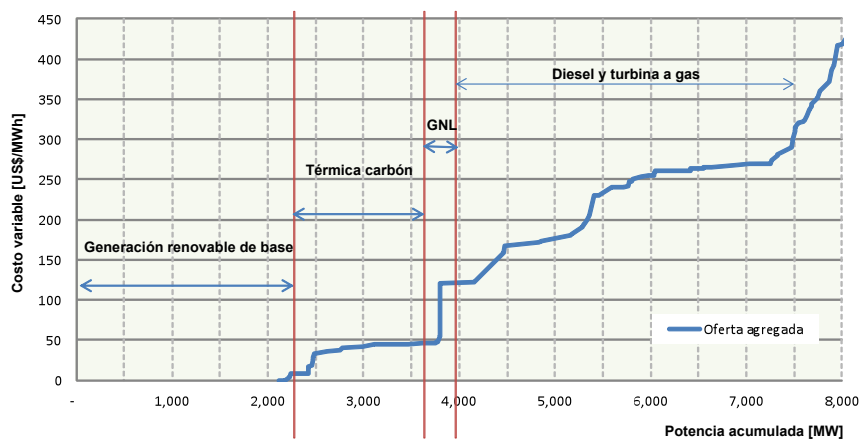
Como se discute en las secciones 3.2 y 3.3 del Libro, el ámbito del mercado mayorista se define por los mercados spot y de contratos a los cuales pudiera acceder un proyecto ERNC según sea el caso. En particular, cuando se trata de transferencias de energía y potencia en el mercado spot, en el caso de la primera por lo general se realizan a costo marginal del sistema o en su defecto a precio estabilizado si los excedentes del proyecto suministrables al sistema son menores o iguales a 9 MW. No obstante, para dar una mayor claridad sobre el despacho de unidades y valorización de las transferencias se discuten estos temas a continuación.

2.3.1 Despacho

El despacho de unidades de generación en el sistema eléctrico es realizado por los CDEC, quienes a través de herramientas de optimización determinan la operación a mínimo costo del sistema. De esta optimización se determina el costo marginal por hora (precio spot) para cada barra del sistema.

Para una hora determinada, el pool establece una operación económica del sistema, que da lugar a costos marginales en las barras de inyección y retiro del sistema. En su versión más simple, la operación económica del sistema se alcanza despachando las unidades de generación en orden creciente de costo variable de generación, hasta poder cubrir la demanda requerida en una hora determinada. De esta forma, las unidades de costo variable nulo o bajo son despachadas primero. A este tipo de generación, común entre las energías renovables, se le denomina unidades de generación en base. La Figura 3 muestra la relación entre costos de generación por tecnología y la demanda.

Figura 3: Curva de oferta agregada de generación en el SIC (ejemplo)



Fuente: CNE, Informe de precio de nudo de Octubre 2011

Las definiciones asociadas a costo marginal instantáneo de energía y de potencia conforme al marco regulatorio de los CDEC (D.S. 291) se incluyen en el Anexo 2 de este documento complementario.

2.3.2 Balance comercial de un generador ERNC

Para el caso general, esto es para una empresa de generación participando de las transferencias de energía y potencia en el sistema eléctrico, el balance comercial de un generador ERNC está dado por la siguiente expresión:

$$BalCom = BalSPOT + VentasCBF - CostosGen - OtrosPagos + ExcedentesERNC$$

Donde:

<i>BalCom</i>	Balance comercial
<i>BalSPOT</i>	Diferencia entre inyecciones y retiros valorizados de energía y potencia. Cálculo realizado por el CDEC de acuerdo a la información informada por las empresas.
<i>VentasCBF</i>	Ventas de energía y potencia pactada en contratos bilaterales financieros.
<i>CostosGen</i>	Costos fijos y variables de producción de energía.
<i>OtrosPagos</i>	Peajes, SSCC, pagos por participación en CDEC, etc.
<i>ExcedentesERNC</i>	Venta de excedentes de cumplimiento de la Ley 20.257.

2.4 Tratamiento de los atributos de suficiencia y seguridad de los medios de generación

La LGSE define los atributos de suficiencia y seguridad como sigue:

- **Suficiencia:** atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer su demanda.
- **Seguridad de servicio:** capacidad de respuesta de un sistema eléctrico, o parte de él, para soportar contingencias y minimizar la pérdida de consumos, a través de respaldos y de Servicios Complementarios.

En otras palabras, la suficiencia corresponde a la habilidad del sistema de abastecer la totalidad de la demanda eléctrica y los requerimientos de energía de los consumidores en todo momento, considerando salidas programadas de componentes y salidas no programadas, pero razonablemente esperadas. La seguridad, por otro lado, se entiende como la habilidad del sistema eléctrico de soportar perturbaciones sorpresivas como cortocircuitos eléctricos o pérdida inesperada de componentes del sistema u operaciones de desconexión.

El atributo de suficiencia se asocia a un pago por capacidad⁵, este pago se enfoca en el reconocimiento, en términos de potencia, de la contribución de los diferentes generadores a la demanda de punta del sistema y se valoriza en función de los costos de inversión de la unidad de generación utilizada para los horarios de punta del sistema. En el caso del atributo de seguridad, su remuneración debería ser mediante el reconocimiento de Servicios Complementarios.

En la actualidad en el sector eléctrico chileno los atributos de seguridad y suficiencia se agrupan bajo el concepto de potencia firme. No obstante, es una situación transitoria, pues la LGSE establece el tratamiento separado de ambos atributos, situación que ocurrirá una vez que se dicte la reglamentación asociada a Servicios Complementarios, actualmente en elaboración. Sin perjuicio de ello, ya se dispone de un reglamento para definir el reconocimiento del atributo de suficiencia (potencia, D.S. 62⁶), el que entrará en vigencia junto a la reglamentación de Servicios Complementarios. A continuación se describe la metodología de cálculo de potencia firme vigente en la actualidad.

2.4.1 Mecanismos de cálculo de Potencia Firme

El objetivo del método de cálculo de la potencia firme es repartir los ingresos que se obtienen anualmente por venta de capacidad a los clientes de un sistema, entre los propietarios de las centrales generadoras. El reparto de los ingresos se hace en función del aporte de cada central a la oferta agregada de capacidad con un alto grado de confiabilidad. Esta oferta, como bien se mencionó anteriormente, se denomina Potencia Firme en la actualidad. El aporte de cada central a la Potencia Firme Total se mide como un promedio ponderado de la contribución a la probabilidad de abastecer la demanda (concepto de “suficiencia”) y a la posibilidad de enfrentar perturbaciones de corto plazo del sistema (concepto de “seguridad”).

El atributo de *suficiencia*, definido antes, se operacionaliza como la medida en que cada central reduce la probabilidad de pérdida de carga (LOLP) del sistema. Esto se evalúa en las horas en que el sistema es más vulnerable, lo cual ocurre normalmente durante el periodo de punta. Para calcular la probabilidad de pérdida de carga se requiere, entonces, el valor de la demanda máxima de potencia del sistema, las potencias máximas que cada una de las centrales puede entregar a todo evento si no fallan (lo que se denomina

⁵ En otros mercados eléctricos se conoce como pago por capacidad (capacity payments).

⁶ Decreto Supremo N° 62 de 2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Aprueba Reglamento de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos. Publicado en el Diario Oficial del 16 de junio de 2006.

Potencia Inicial) y la probabilidad de indisponibilidad por fallas de cada central.

El atributo de *seguridad*, corresponde a cálculos individualizados como caso tiempo de partida y caso tiempo de incremento de carga, que dan cuenta del aporte de las centrales a la seguridad del sistema.

El procedimiento general de cálculo se describe a continuación, en el cual para alguna de las etapas se hace diferenciación de su tratamiento dependiendo del sistema interconectado:

- **Demanda y Periodo Involucrado:** El periodo de medición y cómputo involucra sólo el periodo de punta tarifario y observa la demanda únicamente en horas de punta del periodo de punta. El periodo de punta para el SIC abarca los meses de abril a septiembre, ambos inclusive, y todo el año para el SING. En el caso del SIC, usa en los cálculos una demanda máxima igual a la mayor demanda horaria ocurrida desde las 10:00 a las 13:00 horas y desde las 18:00 a las 23:00 horas de lunes a viernes no festivos dentro de dicho periodo. Para el SING se considerarán como horas de punta, el periodo comprendido entre las 18:00 y las 23:00 horas de cada día en horario oficial de invierno y el comprendido entre las 19:00 y las 24:00 horas de cada día en horario oficial de verano, exceptuando domingos y festivos.

Potencia Inicial (SIC): Dependiendo de la tecnología de generación a tratar, la determinación de esta característica se define como:

- *Potencia Inicial Térmica:* Para el cálculo de la potencia inicial de las centrales térmicas se verifican las potencias máximas de acuerdo a lo siguiente:
 - Verificación anual para todas las centrales del sistema.
 - Potencia promedio que haya sido sostenida durante 5 horas dentro del periodo de punta, examinando los periodos de la operación real en que estuvieron despachadas a plena capacidad.
 - En el caso que la central no haya sido despachada o no haya sido posible verificar su potencia máxima, se deberá utilizar el valor del último balance definitivo de transferencias de potencia.
- *Potencia Inicial Hidráulica:* Persigue estimar el aporte de las centrales hidráulicas en las horas de punta del periodo de punta anual (periodo de invierno). Dichas horas de punta corresponden a aquellas con mayor probabilidad de pérdida de carga en el periodo de invierno y coincidían originalmente con las horas de punta

para efectos tarifarios. Para ello⁷:

- Clasifica las centrales hidráulicas en centrales de embalse, serie hidráulica, pasada y pasada con estanque de regulación.
- Asigna a cada central hidráulica un caudal afluente natural igual al promedio entre abril y septiembre del año con menor energía afluente de la estadística de caudales de los últimos 40 años, previos al año de cálculo.
- Asigna una cota inicial a embalses igual al promedio de la energía embalsada de cada embalse entre los cuatro años en que se obtiene menor energía embalsada conjunta al 1º de abril de los últimos 15 años.
- Las filtraciones de embalses son calculadas para la cota inicial del punto anterior y se consideran constantes durante el periodo de punta.
- La metodología de cálculo para centrales con embalse/estanque considera la aplicación de una serie de 153 ciclos diarios, en que se simula la operación de centrales y cuencas hidrográficas, respetando conectividad, límites para almacenar agua y capacidad para generar. En todos ellos, la simulación de la operación busca maximizar la generación de las centrales en horas de punta.

La potencia inicial de la central es el promedio de la potencia generada entre todas las horas de punta del periodo.

- *Potencia Inicial de Centrales Eólicas*⁸: Las potencias iniciales se están calculando como el promedio horario de los aportes de potencia de la central, para el año de menor disponibilidad de viento, durante las horas de mayor probabilidad de pérdida de carga, esto es las ocho horas diarias comprendidas entre las 10:00 hrs. y las 13:00 hrs. y entre las 18:00 hrs. y las 23:00 hrs., de los días del periodo mayo-septiembre, exceptuando los sábados, domingos y festivos.
- *Potencia Inicial Autoprodutores*: En el caso de autoprodutores⁹, el procedimiento a aplicar es como sigue:

7 Tratamientos específicos están detallados en la minuta DPO (Departamento de Planificación de la Operación del CDEC) N°02/2005/02_Ver2, que complementa lo señalado en las Resoluciones Ministeriales 119, 34, 35 y 17, así como los dictámenes del Panel de Expertos números 5 al 13 del 2004.

8 En la actualidad no se dispone de un procedimiento formal al interior del CDEC-SIC para determinar la potencia inicial de centrales eólicas u otras tecnologías ERNC. Sin perjuicio de lo anterior, el CDEC define como metodología la descrita en esta parte y que se detalla en los informes de transferencias de potencia elaborados por el mismo.

9 Se entiende por autoprodutor la entidad cuyo giro principal sea distinto a la generación o transmisión de energía eléctrica, y que destina prioritariamente sus instalaciones de generación, sean éstas propias u operadas en virtud de un contrato, a satisfacer sus necesidades de energía, a menos que comunique por escrito, al CDEC y a la CNE, que dará otro destino a la energía que genere.

- Cada autoproductor será representado como una central ficticia, equivalente a los excedentes de potencia.
- La potencia de esta central será penalizada por un factor que dé cuenta de los eventos en los cuales el proceso productivo demanda potencia del sistema eléctrico.
- La potencia inicial corresponderá a la potencia de excedentes penalizada por el anterior factor.

Potencia Inicial (SING)¹⁰:

- La Potencia Inicial de una unidad generadora es igual al promedio que resulta de su Histograma de Potencias Máximas¹¹, evaluado sobre un período denominado período de observación. El período de observación utilizará la información disponible a partir del 1° de Enero de 2000, y corresponderá a una ventana móvil terminada a lo más a sesenta (60) días antes del cálculo de la potencia firme que corresponda. La duración de la ventana móvil se extenderá hasta completar los últimos 5 años cronológicos.
- Para el caso de las unidades hidroeléctricas, la potencia inicial se obtiene del promedio de la generación media horaria durante las horas de punta del período de observación.
- Si una unidad está disponible mecánicamente pero no cuenta con combustible que permita su despacho en forma continua, su oferta de potencia bruta máxima será reducida, en lo que corresponda, durante el período que dure la restricción de combustible.
- Para aquellas nuevas unidades que entren en operación comercial, y solamente para el Balance Preliminar del año en que el ingreso en operación comercial de dicha unidad esté informado por el respectivo generador, la potencia inicial se asume igual a la potencia nominal si es una unidad térmica.
- Para el caso de unidades hidroeléctricas, la potencia inicial se determina como el mínimo entre la potencia máxima de la central y, la suma de la potencia disponible en horario de punta, si se dispone de estanque, y el potencial del caudal afluente respectivo.
- Los PMG que no opten por la operación con autodespacho y que inicien su participación en las transferencias del SING, y solamente para el Balance Preliminar del año en que se produce dicha incorporación, la potencia inicial se asume igual a la potencia máxima de los excedentes que el propietario del PMG informe que es capaz de inyectar al sistema.

10 Mayor detalle en Manual de Procedimientos No. 23 del CDEC-SING.

11 El Histograma de Potencias Máximas de una unidad generadora registra su oferta de potencia bruta máxima en todas las horas del año.

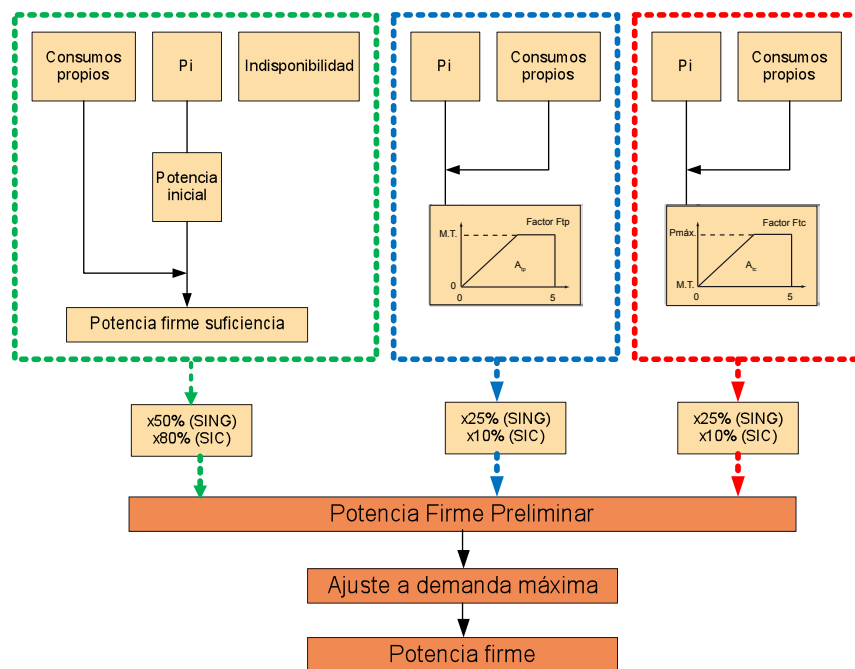
Indisponibilidad: Parámetro que afecta la Potencia Inicial de cada planta en el que se considera en el análisis la tasa por salidas no forzadas de operación.

Atributos de seguridad - Tiempo de partida y de toma de carga: Se realiza ponderando las potencias iniciales de cada planta por los factores asociados a los tiempos de partida y toma de carga para cada una de ellas.

Potencia Firme Preliminar: Se obtiene del promedio ponderado de las potencias asociadas a los atributos suficiencia, tiempo de partida y tasa de toma de carga respectivamente. Dichas ponderaciones difieren entre los sistemas, para el caso del SIC corresponde un 80% a la potencia inicial, 10% a tiempo de partida y 10% para toma de carga. En el caso del SING los ponderadores son 50%, 25% y 25% respectivamente.

Potencia Firme Definitiva: Se calcula un factor de reducción único igual al cociente entre la demanda máxima y la suma de las potencias preliminares de las centrales del parque. La potencia definitiva es el resultado de multiplicar la potencia preliminar de cada central por el factor de reducción.

Figura 4: Metodología de cálculo de Potencia Firme



Fuente: Adaptada de CDEC-SING

2.4.2 Servicios Complementarios

No fue sino hasta la promulgación de la Ley 19.940, publicada en marzo del 2004, donde se distingue formalmente entre los conceptos de suficiencia y seguridad del sistema eléctrico, derivando este último a la implementación de Servicios Complementarios (SSCC). En relación a los SSCC establece que *“todo propietario de instalaciones eléctricas interconectadas deberá prestar los SSCC de que disponga que permitan realizar la coordinación de la operación del sistema conforme a las normas de seguridad y calidad de servicio”*. Los cuales se definen en forma explícita como:

- **Servicios Complementarios (SSCC):** recursos técnicos presentes en las instalaciones de generación, transmisión, distribución y de clientes no sometidos a regulación de precios con que deberá contar cada sistema eléctrico para la coordinación de la operación del sistema en los términos dispuestos en el artículo 137° de la LGSE. Son Servicios Complementarios aquellas prestaciones que permiten efectuar, a lo menos, un adecuado control de frecuencia, control de tensión y plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias.

La LGSE encarga a los CDEC la tarea de definir, administrar y operar estos servicios, ateniéndose a las exigencias de calidad y seguridad establecidas en la normativa y minimizando el costo de operación del sistema. En relación a la remuneración de estos servicios, se establece que los propietarios de instalaciones deberán declarar los costos incurridos por la prestación de los SSCC, los que posteriormente deberán ser valorados por los respectivos CDEC. La compatibilización de los precios de estos servicios con los cobros por concepto de energía será definida en un Reglamento complementario a la LGSE. A la fecha de elaboración del presente documento dicho reglamento no había sido promulgado por la autoridad.

Del análisis presentado se concluye que las tecnologías a base de ERNC, en función de sus méritos técnicos, estarían en condiciones de participar en el mercado de SSCC de acuerdo a sus características específicas.

2.4.3 Tratamiento actual de la seguridad en los sistemas interconectados

A continuación se describen algunas temáticas asociadas a condiciones de seguridad de suministro y su impacto en la operación del sistema. En especial se hace énfasis a los casos que ocurren en el SING, ya que por ser este último un sistema completamente térmico se presentan restricciones en la operación (tiempos de partida, tiempos de apagado, mínimos técnicos) que obligan a implementar esquemas de compensación para cubrir los requerimientos de los agentes del sistema.

En el caso del SIC, la temática de las compensaciones como consecuencia de proveer suministro de electricidad continuo y seguro no presenta una relevancia similar a la del SING, dado que la composición del parque generador difiere significativamente. En particular, para el SIC existe un mecanismo de compensación que se asocia al despacho de unidades fuera de mérito económico en casos de congestión de líneas de transmisión, lo que se detalla en la R.M. 23¹².

Frecuentemente, la producción de electricidad continua y segura en el SING obliga a la operación sub-óptima de algunas unidades (como en el caso de una operación a mínimo técnico), cuyo costo variable de operación resulta superior al costo marginal real del sistema. En este sentido, es posible que dichas unidades no recuperen sus costos de operación, razón por la cual están sujetas a compensaciones para, de esta manera, evitar que resulten perjudicadas.

La regulación de tales compensaciones por el concepto anterior y otros se encuentra contenida en varias normas como la R.M. 39, 59 y 74¹³, las que surgieron como resultado de una divergencia de las empresas integrantes del CDEC SING respecto de los costos y efectos de la operación de unidades a mínimo técnico y otras desadaptaciones del sistema, resolviendo lo siguiente:

- Costo marginal real cuando operan unidades a mínimo técnico.
- Operación por simple optimización del despacho.
- Situaciones globales.
- Situaciones locales (limitación sistema transmisión).
- Sobrecostos por suministro a una zona específica.
- Mayor seguridad global de servicio (mayor reserva en giro).
- Reembolsos por unidades en pruebas y desadaptación.
- Acerca de las compensaciones.

Las compensaciones R.M. 39 corresponden a la suma de las compensaciones por los siguientes conceptos:

- Compensaciones por seguridad.
- Compensaciones por pruebas.
- Compensaciones por operación a mínimo técnico.
- Compensaciones por operación por limitaciones del sistema de transmisión o suministro a una zona específica.

12 R.M. 23, del 21 de febrero del año 2000 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción que resuelve una divergencia en el SIC referida al cálculo de los costos marginales fuera de mérito económico.

13 R.M. 39, del 22 de mayo de 2000 y complementos contenidos en las R.M. 59 y 74 del mismo año. Se estima que lo referido a compensaciones por seguridad quede sin vigencia una vez se promulgue el reglamento de SSCC.

En primer lugar, las **Compensaciones por Seguridad** tienen como objetivo permitir compensar a las empresas generadoras por el aporte a una mayor seguridad global de servicio en la operación real (mayor reserva en giro u otro) respecto de una operación sin restricciones de mayor seguridad. Para ello se determinan los beneficios y costos adicionales netos de las empresas que resultan de comparar ambas situaciones, considerando el efecto sobre las inyecciones y los retiros. Los agentes beneficiados deben reintegrar a los perjudicados el beneficio excedente, y en caso que se produzca un mayor costo de operación para el sistema en conjunto, dicho sobrecosto lo pagan todas las empresas generadoras que efectúan retiros a prorrata de los mismos. Para determinar las Compensaciones por Seguridad se debe realizar una simulación de la operación real denominada Simulación de Seguridad.

En segundo lugar, las **Compensaciones por Pruebas** tienen como objetivo permitir compensar el mayor costo neto de operación del sistema producto de la realización de pruebas. Para el cálculo de las Compensaciones por Pruebas se determinan los beneficios y mayores costos netos de las empresas, que resultan de comparar la situación con pruebas respecto de una situación sin pruebas, considerando el efecto sobre las inyecciones y retiros. Los agentes beneficiados deben reintegrar a las empresas que incrementaron sus costos el beneficio excedente, y en caso que se produzca un mayor costo de operación para el sistema en conjunto, dicho sobrecosto es pagado por la empresa propietaria o titular de la unidad en prueba. Para determinar las Compensaciones por Pruebas se debe realizar una simulación de la operación real denominada Simulación de Pruebas.

Asimismo, las **Compensaciones por Operación a Mínimo Técnico** tienen como objetivo permitir compensar a aquellas unidades que operan a mínimo técnico por la optimización de la operación del sistema. Para lo anterior, se determinan los beneficios y perjuicios netos de las empresas, que resultan de comparar la situación con restricción de mínimo técnico respecto de una situación sin la restricción de generación a mínimo técnico, considerando el efecto sobre las inyecciones y retiros. Los agentes beneficiados deben reintegrar a los perjudicados el beneficio excedente, y en caso que se produzca un mayor costo de operación para el sistema en conjunto, dicho sobrecosto lo pagan todas las empresas generadoras que efectúan retiros a prorrata de los mismos. Para determinar las Compensaciones por Operación a Mínimo Técnico se debe realizar una simulación de la operación real denominada Simulación de Mínimo Técnico.

Finalmente, las **Compensaciones por limitaciones del sistema de transmisión o suministro a una zona específica** tienen como objetivo permitir compensar el mayor costo neto de operación del sistema producto de la operación de unidades generadoras por limitaciones del sistema de transmisión o suministro a una zona específica, esto

es, por requerimiento de generación local de reactivos, por restricciones locales de seguridad u otro motivo. Este sobrecosto debe ser compensado a las empresas propietarias o titulares de las unidades generadoras que operaron en esta condición, por todas las empresas que efectuaron retiros para clientes en la zona específica durante el período de las restricciones a prorrata de dichos retiros.

Las simulaciones que permiten estimar los sobrecostos arriba señalados tienen las características siguientes:

- Seguridad: reserva en giro (RG) igual al 4% de la potencia máxima del sistema, sin reserva primaria (RP).
- Pruebas: sin generación unidad en pruebas, respaldos, situaciones de falla de unidad en pruebas.
- Mínimo Técnico (MT): sin restricción de mínimo técnico de las unidades.

La metodología sigue un orden secuencial, esquematizado en el diagrama de flujo de la Figura 5.

- Para cada simulación se determinan costos marginales horarios simulados.
- Los sobrecostos producto de la operación de cada simulación se determinan de las siguientes comparaciones:
 - Sobrecostos de Seguridad: Simulación de Seguridad y Operación Real.
 - Sobrecostos de Pruebas: Simulación de Pruebas y Simulación de Seguridad.
 - Sobrecostos de MT: Simulación de MT y Simulación de Pruebas.
- Se determinan beneficios y perjuicios netos por empresa, considerando efecto sobre inyección y retiro.
 - Efecto Inyección (EI): Se calcula para cada unidad generadora:

$$EI = (G_2 \cdot CMg_2 - COP_2) - (G_1 \cdot CMg_1 - COP_1) \quad (1)$$

Donde:

G_i Producción del generador i
 CMg_i Costo marginal asociado a barra del generador i
 COP_i Costo de operación del generador i

- ° Efecto Retiro (ER): Se calcula para cada empresa:

$$ER = R(CMg_2 - CMg_1) \quad (2)$$

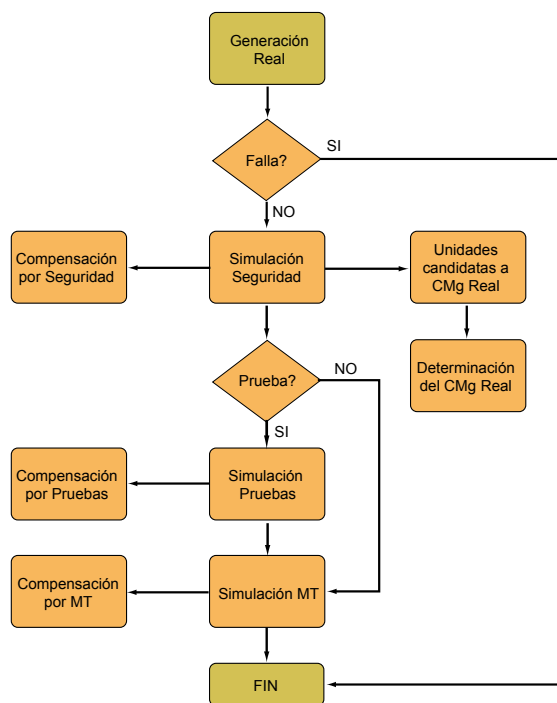
Donde:

R_i Retiro asociado al generador i

En donde los subíndices corresponden a:

	(1)	(2)
Compensación Seguridad	Operación Real	Simulación Seguridad
Compensación Pruebas	Simulación Seguridad	Simulación Pruebas
Compensación Mínimo Técnico	Simulación Pruebas	Simulación Mínimo Técnico

Figura 5: Diagrama de flujos para el cálculo de compensaciones de acuerdo a R.M. 39



Fuente: Elaboración propia

2.5 Actualización regulatoria

En esta sección se describen las últimas modificaciones realizadas al marco legal vigente así como las propuestas reglamentarias en trámite. En cuanto a modificaciones legales destaca la promulgación de la Ley 20.571 de 2012 que “regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales”, comúnmente referida como Ley de Netmetering, mientras que en el ámbito reglamentario se hace mención a aquellas propuestas enfocadas en Servicios Complementarios, transmisión adicional y precios de nudo. A continuación se presenta el detalle de cada una de ellas.

2.5.1 Ley 20.571

Este cuerpo legal introduce modificaciones a la LGSE habilitando la inyección de excedentes de energía de medios de generación de pequeña escala en redes de distribución. Los aspectos fundamentales de dicha modificación se muestran a continuación, en el Anexo 3 se presenta el articulado de la Ley.

La Ley 20.571 permite a clientes regulados que dispongan, para su propio consumo, de equipamiento de generación de energía eléctrica por medios renovables no convencionales o de instalaciones de cogeneración eficiente, el inyectar energía que generen a la red de distribución a través de sus respectivos empalmes. Para su implementación se requiere la elaboración de un reglamento que defina los siguientes requisitos:

- Exigencias de conexión a las redes de distribución e inyección de los excedentes de energía a éstas.
- 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.
- 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.
- La capacidad instalada permitida por cada usuario final y por el conjunto de varios usuarios en una misma red de distribución o en cierto sector de ésta, considerando que por usuario final o cliente nunca podrá exceder de los 100 kW.

Asimismo, la Ley define, entre otros, los siguientes aspectos:

- La empresa de distribución deberá velar por que la habilitación de las instalaciones para inyectar los excedentes a su red, así como cualquier modificación realizada a las mismas cumpla las exigencias establecidas en el reglamento. La SEC debe fiscalizar el cumplimiento de lo anterior y resolver los reclamos y controversias entre la empresa de distribución y los usuarios finales que hagan o quieran hacer uso del derecho de inyección de excedentes.
- Las inyecciones de energía que realicen estos medios de generación serán valorizadas al precio que las empresas de distribución traspasan a sus clientes regulados¹⁴. Esta valorización incorpora el efecto de disminución de pérdidas eléctricas asociadas a las inyecciones de energía, las cuales se valorizan del mismo modo que las pérdidas medias¹⁵ y serán reconocidas junto a la valorización de las inyecciones de energía.
- Las inyecciones de energía valorizadas se descuentan de la facturación correspondiente al mes en el cual se realizaron. De existir un remanente a favor del cliente, éste se descontará en la o las facturas subsiguientes.
- Para la aplicación de este mecanismo las empresas de distribución deberán disponer un contrato en el que se deberá considerar, al menos: el equipamiento de generación del usuario y sus características técnicas, la capacidad instalada de generación, la opción tarifaria, la propiedad del equipo medidor, el mecanismo de pago de los remanentes no descontados y su periodicidad, y otros conceptos.
- Las obras adicionales y adecuaciones que sean necesarias para permitir la conexión y la inyección de excedentes de los medios de generación, deberán ser solventadas por cada propietario de tales instalaciones y no podrán significar costos adicionales a los demás clientes.
- Los remanentes de inyecciones de energía valorizados que no hayan podido ser descontados de las facturaciones correspondientes transcurrido el plazo señalado en el contrato, deberán ser pagados al cliente por la empresa de distribución respectiva.
- La energía que los clientes finales inyecten por medios de generación renovables no convencionales podrá ser considerada por las empresas eléctricas que efectúen retiros de energía desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW, para dar cumplimiento de la obligación establecida en la Ley 20.257.

14 Precio promedio según artículo 157 de LGSE.

15 Pérdidas medias de energía estimadas para la empresa modelo.

2.5.2 Reglamentos de la LGSE en tramitación

Reglamento Servicios Complementarios (SSCC)

Este reglamento tiene como objeto establecer las normas que regulan la prestación y remuneración de los Servicios Complementarios. El reglamento establecerá, entre otras cosas, que será el CDEC quién definirá cuáles son los Servicios Complementarios con que deberá contar cada sistema eléctrico para la coordinación de la operación del sistema y se encargará de administrar su operación y determinar las compensaciones por su uso basado en los costos que significa su prestación.

El reglamento de SSCC definirá, entre otras cosas, la valoración de los siguientes servicios:

- Los servicios relacionados con reserva en giro, el control primario y secundario de frecuencia establecido en la NTSyCS.
- Los servicios destinados al control de tensión.
- Los servicios cuya prestación supone la operación forzada de unidades de generación durante la operación normal del sistema, a un costo de operación superior al costo marginal del sistema.
- La instalación y/o habilitación de equipos destinados exclusivamente a apoyar planes de recuperación de servicio.
- Los servicios consistentes en la operación de unidades de generación para apoyar planes de recuperación de servicio.
- Los servicios de despachamiento de carga automático.

Reglamento Transmisión Adicional

Este reglamento tiene como objeto definir cuáles son las instalaciones que se clasifican como de transmisión adicional y el régimen de acceso abierto al cual éstas están sujetas dada ciertas condiciones. Asimismo, aún cuando este cuerpo legal define que el pago por uso de estos sistemas será acordado entre el propietario y el usuario, deberá regular el caso en que no existiese acuerdo entre éstas y se diesen las condiciones para exigir acceso abierto. Adicionalmente, este reglamento regulará la conexión entre instalaciones de transmisión de distinta categoría y el pago por uso de clientes regulados.

Reglamento de Precio de Nudo

Este reglamento trata del cálculo de los precios de nudo de energía y potencia de corto plazo, de las licitaciones de suministro y los precios de nudo de largo plazo, y la forma de cálculo de los precios de nudo promedio que traspasan las empresas distribuidoras a sus clientes regulados. Adicionalmente, esta norma se refiere a los informes y decretos de precios de nudo de corto plazo y precio de nudo promedio.



Seguimiento a la obligación establecida en la Ley 20.257

3. Seguimiento a la obligación establecida en la Ley 20.257

En el presente capítulo se resumen algunos aspectos relacionados con el seguimiento a las ERNC luego de la promulgación de la Ley 20.257, cuya exigencia de acreditación de un porcentaje de la energía comercializada en los sistemas eléctricos mayores comenzó el año 2010¹⁶. Las materias aquí abordadas son:

- Catastro de ERNC: evolución de potencia instalada ERNC por tipo de tecnología y clasificación.
- Cumplimiento de la obligación establecida en la Ley 20.257: evolución de las inyecciones reconocidas por la Ley según tecnología, energía afecta y magnitud de la obligación.
- Desplazamiento de emisiones por sistema: reducción de gases efecto invernadero por incorporación de ERNC.

3.1 Catastro ERNC

En una primera instancia se presenta lo correspondiente a la evolución de la capacidad instalada en generación de los proyectos ERNC. Esta evolución se ha concentrado especialmente en el SIC, ya que para el caso del SING sólo se tiene información de la puesta en marcha de dos pequeñas centrales hidroeléctricas (El Toro y Alto Hospicio) con una capacidad de 1,1 MW cada una. Sin perjuicio de lo anterior, también destaca la materialización durante el año 2010 del primer proyecto eólico en Punta Arenas (sistema de Magallanes), el cual aprovecha las excepcionales condiciones de ese recurso presentes en la zona austral del país.

La siguiente Tabla resume, a diciembre de 2011, la capacidad instalada por tipo de energía interconectada a los sistemas eléctricos con capacidad mayor a 1,5 MW en Chile. Como se aprecia, la capacidad total instalada en las distintas fuentes renovables no convencionales alcanzó a 733 MW, de los cuales 261 MW se atribuyen a pequeñas centrales hidroeléctricas, 256 MW a biomasa, 201 MW a eólica y 15 MW a biogás.

16 El detalle de los alcances de la Ley 20.257 se encuentra desarrollado en el capítulo 4.5 del Libro.

Tabla 2: Capacidad instalada de generación eléctrica en sistemas mayores a 1,5 MW a diciembre de 2011

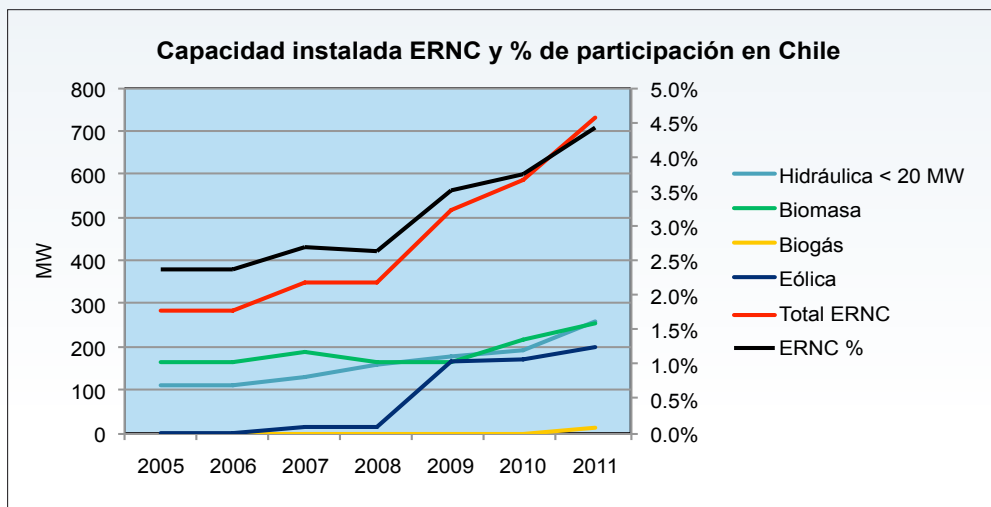
Fuente	SIC	SING	Magallanes	Aysén	Total
Hidráulica > 20MW	5.633	0	0	0	5.633
Comb. Fósiles	6.079	3.949	100	29	10.157
Total convencional	11.712	3.949	100	29	15.790
Hidráulica < 20MW	225	15	0	20	261
Biomasa	256	0	0	0	256
Biogás	15	0	0	0	15
Eólica	197	0	2,6	2	201
Total ERNC	693	15	2,6	22	733
Total Nacional	12.405	3.964	102	52	16.523
ERNC %	5,6%	0,4%	2,5%	43,3%	4,44%

Fuente: Elaboración propia, en base a información de CNE y CDEC-SIC

Por su parte la Figura 6 muestra la evolución de la capacidad total instalada de ERNC entre los años 2005 y 2011 (a diciembre de cada año)¹⁷. Se observa que el mayor crecimiento está asociado a la energía eólica, especialmente entre 2008 y 2009, luego de la promulgación de la Ley 20.257. También se aprecia la incorporación de proyectos de biogás a partir de 2010, aunque de manera marginal en el conjunto del sistema, lo que es consecuente con este tipo de proyectos que suelen ser de capacidades instaladas bastante pequeñas. Aún cuando es probable que el aumento de la capacidad instalada en ERNC en el país sea consecuencia de una suma de factores, luego de la promulgación de la Ley 20.257 se aprecia un cambio en la tendencia de su participación relativa en el país, la cual se situaba de manera más o menos estable en torno a 2,5% antes de la Ley, participación que casi se duplicó a diciembre de 2011. Además, sobre el 15% del crecimiento de la capacidad instalada de generación eléctrica nacional verificado el año 2011 correspondió a ERNC.

¹⁷ La capacidad total instalada de ERNC también incluye aquellos proyectos ERNC que entraron en operación antes de enero de 2007, y aquellos proyectos que inyectan a los sistemas medianos de Aysén y Magallanes, los cuales no están sujetos a la Ley 20.257.

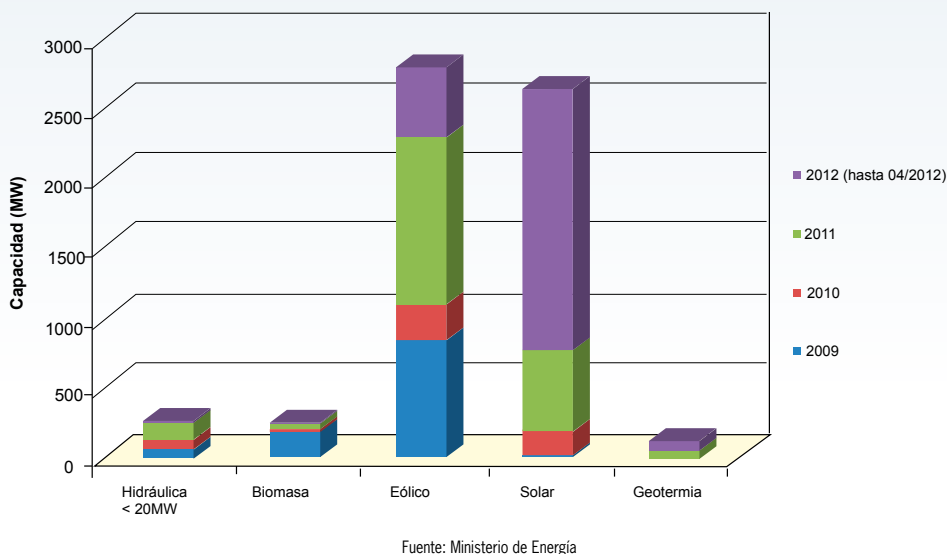
Figura 6: Evolución de la capacidad instalada de ERNC entre 2005 y 2011



Fuente: Elaboración propia

Si bien resulta interesante observar el comportamiento de la capacidad instalada, también es de utilidad realizar un seguimiento a los proyectos ERNC presentados al SEIA una vez promulgada la Ley 20.257. La Figura 7 muestra el comportamiento de los proyectos ERNC en tramitación ambiental desde el año 2009. Esto comprende proyectos para la generación eléctrica actualmente en tramitación y aprobados. Si bien es probable que no se materializarán todos los proyectos en el SEIA, el comportamiento reflejado en la figura muestra el creciente interés de los inversionistas en este tipo de fuentes de energía, especialmente en energía eólica y solar. En el año 2011 ingresaron a tramitación ambiental 1.186 MW en proyectos eólicos, mientras que para el caso solar el año en curso muestra un aumento significativo de proyectos ingresados, alcanzando los 1.850 MW hasta abril de 2012. En síntesis, se puede afirmar que en cuanto a proyectos ingresados al SEIA a abril de 2012 la distribución de las tecnologías ERNC es como sigue: pequeñas centrales hidroeléctricas 255 MW, biomasa 242 MW, eólico 2788 MW, solar 2.638 MW y geotermia 120 MW.

Figura 7: Evolución de proyectos ERNC ingresados a SEIA



3.2 Cumplimiento de la obligación de la Ley 20.257

Según lo dispuesto en la Ley, la obligación que se monitorea es la siguiente:

Cada empresa eléctrica que efectúe retiros de energía desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW (es decir, el SING y el SIC) para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales, deberá acreditar 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.

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.

Conforme a lo anterior, la obligación a cumplir por las empresas de generación equivale a que el 5% de la energía contratada debe ser asociada a medios ERNC, advirtiendo que es aplicable a aquellos contratos de suministro suscritos después del 31 de agosto de 2007, y que solo la energía de proyectos ERNC interconectados a partir de enero de 2007 es válida para efectos de acreditación del cumplimiento de la obligación. Dado lo anterior en la medida que se renueven los contratos de suministro suscritos de manera previa a la fecha señalada, o se suscriban otros nuevos, la magnitud de la energía afecta a la obligación irá en aumento a lo que se suma el crecimiento de la demanda de energía eléctrica en Chile y el aumento creciente del porcentaje de la obligación a partir del año 2015.

El cumplimiento de la obligación para los años 2010 y 2011 se describe a continuación en la siguiente tabla.

Tabla 3: Balance anual del cumplimiento con la Ley 20.257

Balance Anual ERNC 2010 y 2011										
Año	Inyecciones ERNC (MWh)	Obligación ERNC (MWh)	Retiros Afectos (MWh)	Retiros Totales (MWh)	Retiros Afectos sobre Totales (%)	Obligación (%)	Obligación sobre Retiros Totales (%)	Inyección ERNC sobre Retiros Totales (%)	Inyección ERNC sobre Retiros Afectos (%)	Valor Promedio Atributo (USD/MWh)
2010	1.031.839	647.417	12.948.344	54.853.957	23,6%	5,0%	1,2%	1,9%	8,0%	14
2011	1.309.932	1.198.970	23.979.392	58.067.241	41,3%	5,0%	2,1%	2,3%	5,5%	14
Variación	27,0%	85,2%	85,2%	5,9%	74,9%	0,0%	74,9%	19,9%	-31,48%	2,5%

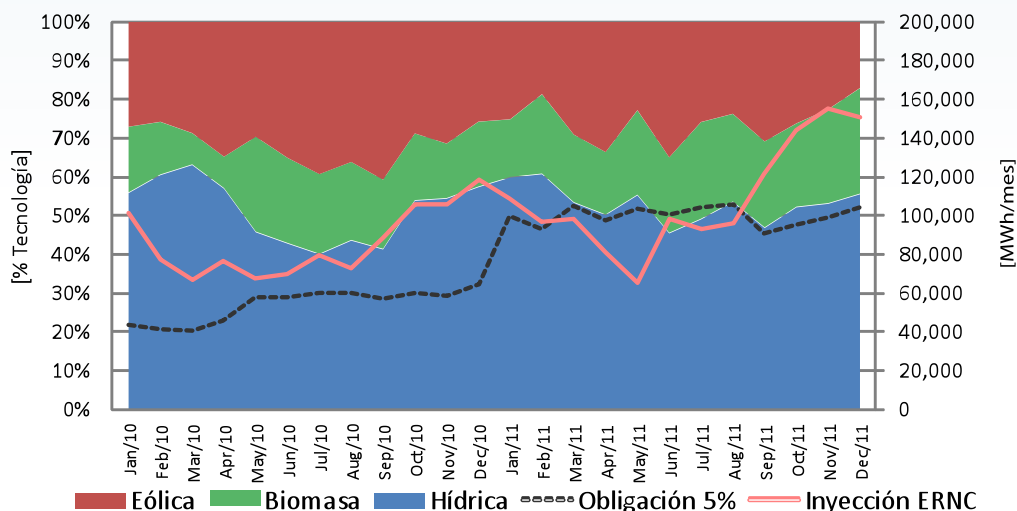
Fuente: CDEC SIC y CDEC SING

De acuerdo a lo que se observa en la Tabla 3, en términos agregados la obligación definida en la Ley se ha cumplido para los dos primeros años de su vigencia. Para el año 2010, la obligación era equivalente a 647,4 GWh y las inyecciones ERNC fueron de 1.031,8 GWh, lo que significa una producción bastante superior a lo requerido (equivalentes a un 8,0%). No obstante, dada la variación de los retiros afectos a la Ley, en términos reales esta producción equivale a un 1,9% de los retiros totales efectuados en el SING y SIC. En 2011, el monto de los retiros afectos aumentó en un 85,2% y el cumplimiento de la obligación fue más ajustado siendo de un 5,5%, equivalente a un 2,3% de los retiros totales. Para ambos años, los excedentes de cumplimiento

de la obligación transados entre empresas eléctricas alcanzaron aproximadamente el equivalente a un 37% de la magnitud de la obligación agregada, y se comercializaron a un monto aproximado de 14 USD/MWh.

La Figura 8 muestra la evolución de la producción ERNC y de la obligación asociada durante los años 2010 y 2011.

Figura 8: Evolución de la producción mensual ERNC y del cumplimiento de la obligación según Ley 20.257



Fuente: Centro de Energías Renovables

3.3 Desplazamiento de emisiones por sistema

La Tabla 4 muestra el equivalente de toneladas de CO₂ desplazadas que involucra la generación de tecnologías ERNC en los sistemas interconectados. Para ello, se estima el factor de emisiones equivalente anual por sistema (publicado por el Ministerio de Energía) y se multiplica por la generación ERNC en el mismo periodo. Se diferencia entre aquella generación acogida a la Ley 20.257 y la que no cubre ésta. Como es de esperarse, en la actualidad el aporte más significativo se concentra en el SIC, llegando a un total de 777.353 t de CO₂ mitigadas en 2011, por el contrario en el SING esta cifra asciende a las 52.572 t de CO₂.

Tabla 4: Emisiones equivalentes desplazadas por tecnología ERNC 2010 - 2011

Año	Generación SIC (MWh)			Generación SING (MWh)		
	Ley 20.257	No afectos a la Ley	Total ERNC	Ley 20.257	No afectos a la Ley	Total ERNC
2010	1.046.406	786.881	1.833.287	2.779	43.620	46.399
2011	1.281.991	769.073	2.051.064	16.519	54.717	71.236
	Emisiones SIC (teqCO ₂)			Emisiones SING (teqCO ₂)		
2010	Factor emisión 2010*		0,346	Factor emisión 2010*		0,715
	362.056	272.261	634.317	1.987	31.188	33.175
2011	Factor emisión 2011*		0,379	Factor emisión 2011*		0,725
	485.875	291.479	777.353	11.976	39.670	51.646

Fuente: Elaboración propia

* Factor de emisión en tCO₂/MWh



Plataformas de información disponibles e instrumentos de fomento

4. Plataformas de información disponibles e instrumentos de fomento

4.1 Prospección de los recursos

Uno de los pilares del Programa de Apoyo al Desarrollo de las ERNC que lleva a cabo el Ministerio de Energía, es la generación de información pública sobre los recursos naturales presentes en Chile, que permita orientar mediante antecedentes actualizados tanto a su política de fomento como a potenciales inversionistas.

En ese contexto, el Ministerio, con el apoyo de GlZ, mantiene en forma estable campañas de medición para los recursos eólico y solar en el norte del país. Además, ha implementado plataformas de información que permiten la evaluación indirecta de dichos recursos por medio de herramientas de modelación, bases de datos, información territorial y catastros actualizados de los recursos presentes en el país.

4.1.1 Campaña de medición eólica y solar

Desde 2006 la Comisión Nacional de Energía y a partir del año 2010 el Ministerio de Energía, mantiene un programa de medición del recurso eólico. En una primera etapa, este programa se concentró en zonas seleccionadas de las regiones de Atacama y de Coquimbo, donde operan hasta hoy las estaciones Loma del Hueso y Lengua de Vaca. El 2009 se inició una campaña de caracterización del potencial eólico en el Norte Grande, orientada a la evaluación de terrenos fiscales con perspectivas para acoger parques eólicos. Como parte de esa campaña se operan 20 estaciones de monitoreo de 20 metros de altura y cinco estaciones de 80 metros de altura.

Los resultados obtenidos en la campaña de medición en el Norte Grande, de acceso público en www.minenergia.cl, señalan zonas con un interesante recurso eólico de velocidades medias superiores a 7,5 m/s, de acuerdo a la Tabla 5.

Tabla 5: Velocidad promedio de viento en estaciones de 20m (promedio de 2,5 años) y 80m (1,5 años para Taltal y Sierra Gorda Oeste y 10 meses para las restantes estaciones)

Zona	Torre de 20m (m/s)	Torre de 80m (m/s)	Altitud (msnm)
Taltal	8.73	8,43	2.113
Calama Oeste	7.90	7,67	2.113
Calama Norte	7.78	7,87	2.698
Sierra Gorda Este	8.63	8,15	2.282
Sierra Gorda Oeste	7.87	7,66	2.069

Fuente: Ministerio de Energía

Por su parte, la caracterización del recurso solar se realiza mediante una red de nueve estaciones de medición instaladas entre 2008 y 2010. La estación Pozo Almonte, la primera en entrar en operación, ofrece la serie de datos más extensa de parámetros meteorológicos disponible en el país, de interés para proyectos de generación solar.

Los resultados de las mediciones han permitido confirmar que el Desierto de Atacama presenta uno de los mayores potenciales solares a nivel mundial, superando por más de 30% los niveles de radiación solar de zonas de España con alta presencia de proyectos de generación solar. La radiación global horizontal se encuentra en torno a 7 kWh/m² por día en la mayoría de las estaciones, o 2.600 kWh/m² por año, y la radiación solar directa normal (DNI)¹⁸ supera los 3.000 kWh/m² por año. Los resultados de los registros obtenidos en las estaciones y de los cálculos de DNI se encuentran en la página web del Ministerio de Energía (www.minenergia.cl).

4.1.2 Exploradores de Energía Eólica y Solar

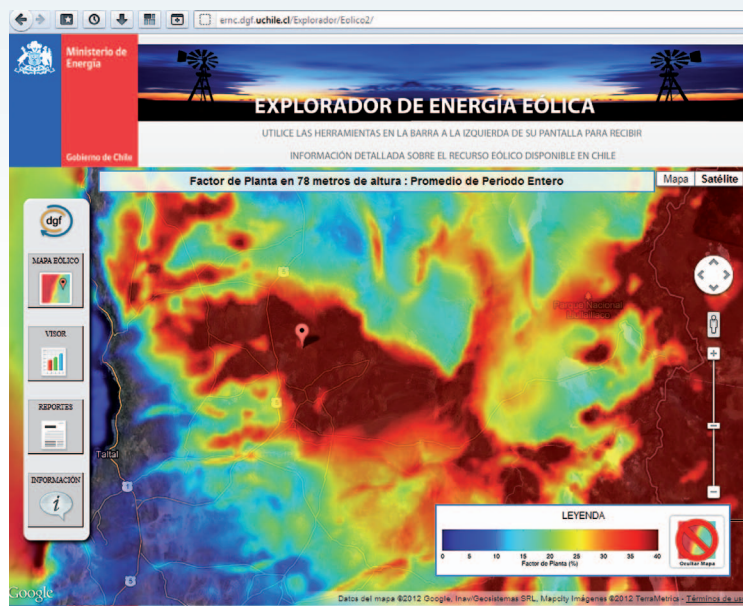
Desde mediados de la década pasada la Comisión Nacional de Energía, primero, y luego el Ministerio de Energía, han impulsado la aplicación de herramientas de modelación numérica de la atmósfera para fines de caracterización del potencial de ERNC en Chile. Estos esfuerzos, que continúan en la actualidad, han permitido el desarrollo de herramientas interactivas que proporcionan una evaluación indirecta del recurso eólico y solar en la mayor parte del país. Entre ellas están el Explorador de Energía Eólica y el Explorador de Energía Solar, los cuales se encuentran disponibles y de acceso público en el sitio web del Ministerio.

Sin perjuicio de la utilidad de esas herramientas para la identificación y evaluación de potenciales zonas para proyectos ERNC, sus resultados deben ser considerados sólo

18 Calculada por el Instituto Fraunhofer ISE de Alemania.

como preliminares e indicativos, y no sustituyen el monitoreo in situ de los parámetros meteorológicos necesarios para la evaluación de factibilidad de ese tipo de proyectos.

Figura 9: Explorador de Energía Eólica



Fuente: Ministerio de Energía

El Explorador de Energía Eólica resume la información de viento obtenida de simulaciones del comportamiento de la atmósfera desarrolladas con el modelo de Weather Research and Forecasting (WRF)¹⁹, el cual es alimentado con resultados de modelos globales. Las simulaciones contemplan 17 dominios computacionales para la zona comprendida entre la frontera norte del país y Chiloé, cada uno de resolución espacial horizontal de 1 km y de 41 niveles verticales, de los cuales 12 se encuentran dentro de los primeros 200 metros sobre el nivel del suelo, rango útil para la evaluación

19 WRF es desarrollado y administrado por el National Center for Atmospheric Research (NCAR) de los Estados Unidos de América. Corresponde a un avanzado modelo de mesoescala tipo no-hidrostático que resuelve las ecuaciones primitivas que controlan la circulación atmosférica. El modelo simula el comportamiento de las variables fundamentales de la atmósfera en una grilla tridimensional (las tres componentes del viento, temperatura, presión, humedad y varias especies microfísicas que representan diferentes fases del agua).

de proyectos de generación eólica. Estos últimos tienen un espaciamiento variable de entre 5 y 34 metros sobre el nivel de la superficie terrestre. El período simulado incluye los 12 meses del año 2010. Si bien, por ausencia de registros de viento de calidad adecuada y de acceso público, no ha sido posible su evaluación en todas las zonas cubiertas por la modelación, en donde ello ha sido posible los resultados del modelo han mostrado una buena correspondencia con las mediciones.

Entre las capacidades que ofrece el Explorador de Energía Eólica basadas en los resultados de las simulaciones con WRF están la representación de la variabilidad diurna y estacional del viento (mapas y gráficos), la visualización de campos de viento en diversos períodos de tiempo y niveles sobre el suelo, la estimación de la producción para 150 tipos de aerogeneradores y la extracción en archivos de texto de las series de tiempo de viento y generación eólica simuladas. Además, dispone de una herramienta para la reconstrucción de series de vientos de resolución diaria para un período de 31 años (1980 – 2010), de interés para la estimación de la variabilidad a escala interanual. Esta reconstrucción climatológica se realiza a partir de un análisis estadístico de los datos modelados por WRF para el período 2010 y de los resultados de reanálisis de modelos globales para el período de estudio.

Por su parte, el Explorador de Energía Solar resume los resultados de la estimación de la radiación solar en la mayor parte de Chile, obtenidos de una metodología que utiliza información de satélites que cubren regularmente el país combinada con la modelación de los procesos en los que la radiación solar es modificada en su paso por la atmósfera. Para ello primero se calcula la radiación solar en superficie con cielo despejado a partir de un modelo de transferencia radiativa, para posteriormente ajustarla por efecto de su interacción con los distintos tipos de nubes, cuyas características son estimadas a partir de imágenes del satélite geoestacionario GOES West, a través de un modelo empírico basado en la red de observaciones locales de radiación superficial.

Junto a otra información, el Explorador de Energía Solar ofrece mapas del promedio mensual de la radiación global horizontal para los años 2009 y 2010, y reportes sobre sitios seleccionados que incluyen la caracterización de los ciclos diarios y estacionales de la radiación global horizontal y de la nubosidad observada.

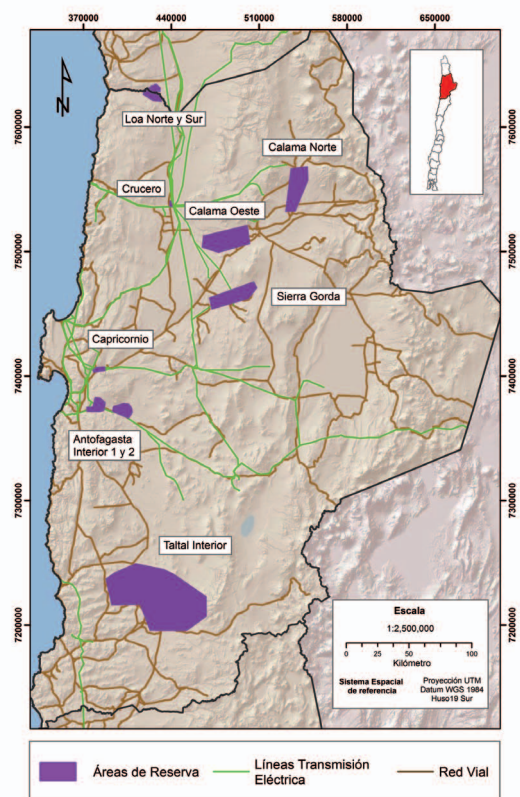
4.2 Licitaciones de terrenos fiscales para proyectos eólicos

El año 2010, mediante un Convenio Marco de Colaboración entre el Ministerio de Bienes Nacionales y el Ministerio de Energía, se reservaron áreas para proyectos eólicos en el Norte Grande, las cuales están siendo otorgadas en concesión para el desarrollo de proyectos eólicos mediante modalidad de licitación pública. El propósito de esta iniciativa es administrar de manera eficiente el patrimonio fiscal y dar respuesta a la creciente demanda de terrenos fiscales para ese tipo de proyectos.

El primer proceso de licitación, culminado en enero de 2012, permitió la adjudicación de una concesión de uso oneroso por 25 años por 2.600 hectáreas, para el desarrollo de un parque eólico de 99 MW en la comuna de Taltal el que, de acuerdo a los términos de la concesión, debería estar operativo el año 2014.

La segunda licitación se encuentra en proceso y debe completarse durante el 2012. Contempla tres sectores de propiedad fiscal (Sierra Gorda Oeste, Sierra Gorda Este y Calama Oeste, señalados en la Figura 10) para el desarrollo de parques eólicos de entre 40 MW y 150 MW. Los antecedentes sobre esta licitación pueden ser obtenidos en el sitio web del Ministerio de Bienes Nacionales (www.bienesnacionales.cl).

Figura 10: Áreas de reserva para ERNC en el Norte Grande



Fuente: Ministerio de Energía y GIZ

En el corto plazo se realizarán nuevas licitaciones de terrenos fiscales para proyectos eólicos en la Región de Antofagasta, esperando que prontamente la región amplíe la participación de las energías renovables en su matriz energética, aportando así tanto a la Estrategia Nacional de Energía, como a los lineamientos de la Estrategia Regional de Desarrollo 2009-2020.

4.3 Instrumentos de fomento para las ERNC

Esta línea de acción implementada por el Ministerio de Energía a partir del año 2010, y en sus inicios en el año 2005 por la Comisión Nacional de Energía, tiene por objetivo el desarrollo de instrumentos de apoyo directo que mitiguen las barreras específicas que limitan las ERNC y generan las condiciones para que estas energías compitan en un escenario de neutralidad tecnológica. Los instrumentos de fomento que contemplan algún tipo de transferencia económica directa a los inversionistas o medidas de mitigación de riesgo financiero de los proyectos, han sido operativizados por medio de CORFO, quien también ha aportado a su financiamiento.

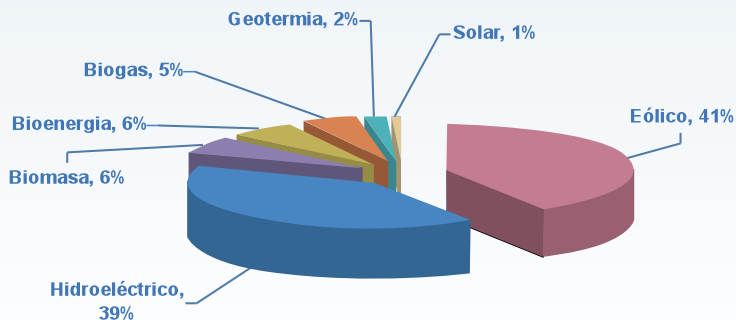
4.3.1 Instrumentos de fomento de preinversión para proyectos ERNC

Mediante el instrumental de fomento en CORFO se ha apoyado a inversionistas ERNC en la etapa de preinversión, considerada como crítica en la cadena de desarrollo de los proyectos ERNC. El apoyo brindado consiste en subsidios parciales a diversos estudios destinados a evaluar la factibilidad técnica y económica de los proyectos.

Es posible identificar tres periodos vinculados a los instrumentos de preinversión. Entre 2005 y 2009, periodo en el cual la adjudicación de los subsidios se realizó mayoritariamente mediante una modalidad competitiva basada en concursos públicos anuales y para el cual, dado el tiempo transcurrido, ya es posible hacer una evaluación de los resultados de los proyectos; 2010 y 2011, en el cual las postulaciones se realizaron en forma continua mediante modalidad de ventanilla abierta.

En el período 2005 - 2009, 217 proyectos resultaron seleccionados por el instrumental de preinversión, de los cuales un 66% concluyeron exitosamente sus estudios. El aporte global aprobado por CORFO para ese periodo fue de aproximadamente 4 millones de dólares. La Figura 11 señala la distribución según tecnologías de los proyectos beneficiados con instrumentos de preinversión en este periodo.

Figura 11: Participación de proyectos ERNC según tecnologías, beneficiados por instrumentos de fomento CORFO durante el período 2005 - 2009



Fuente: Gerencia Desarrollo Empresarial, CORFO

Por su parte, en el período 2010 - 2011 un total de 18 proyectos fueron apoyados en su etapa de preinversión, por un monto cercano a 1,4 millones de dólares. De ellos, el 44% correspondió a pequeñas centrales hidroeléctricas, 44% a eólicos, 6% a biomasa y 6% a solares.

Cabe señalar que durante el período 2008 – 2010, tanto el Ministerio de Energía como la Comisión Nacional de Energía, realizaron transferencias de recursos a CORFO, por un total de 2 millones de dólares para apoyar el financiamiento del instrumento de fomento a preinversión.

4.3.2 Otros instrumentos especializados de fomento a las ERNC

El Gobierno de Chile, a través del Ministerio de Energía, contempla implementar nuevos instrumentos de fomento, para los cuales tiene disponible un fondo de 85,8 millones de dólares a partir del año 2012. Entre los instrumentos en desarrollo se pueden señalar:

- **Proyectos Pilotos ERNC:** El instrumento tendrá como objetivo central apoyar y fomentar el uso de ERNC a nivel de pequeños y medianos consumidores de energía, que en su conjunto hagan disminuir la demanda de energía total proveniente de los grandes sistemas de generación. Mediante esta iniciativa, se pretende contribuir al financiamiento del desarrollo de proyectos pilotos demostrativos tanto de generación de energía eléctrica como térmica utilizando el modelo ESCO²⁰. La

20 ESCO: Empresa de servicios de energía (según sus siglas en inglés: Energy Service Company)

implementación de éstos a nivel industrial/comercial permitiría apoyar a las empresas en su gestión energética. Se destinarán diez millones de dólares a esta iniciativa.

- Seguro para líneas de transmisión eléctrica para proyectos ERNC: Tiene por objeto viabilizar proyectos de líneas de transmisión eléctrica que den servicio de transporte de energía hasta los sistemas de transmisión troncal a grupos de proyectos ERNC, permitiendo con ello alcanzar economías de escala en los proyectos de transmisión que benefician a los proyectos ERNC. Consistirá en un subsidio condicionado que compensará ingresos anuales no percibidos por transporte de potencia como consecuencia de una demanda inferior a la proyectada para la línea de transmisión, causada por la no concreción o retraso en la puesta en operación de proyectos ERNC. Están destinados del orden de catorce millones de dólares para esta iniciativa.
- Otros instrumentos: Adicionalmente, el Ministerio de Energía está abordando el diseño de nuevos instrumentos específicos para proyectos geotérmicos, de concentración solar de potencia y de los mares, que serán financiados con recursos provenientes del fondo antes señalado.

4.4 Concesiones de exploración geotérmica

Una de las tareas del Ministerio de Energía es la administración de la Ley 19.657 del año 1999 sobre concesiones de energía geotérmica. Sus funciones son otorgar y denegar solicitudes de concesión geotérmica, realizar llamados a licitación, cuando así lo dicte la Ley y su Reglamento; y resolver reclamaciones relacionadas con el sistema de concesiones, entre otras actividades que dicta la Ley.

En la Tabla 6 se presenta el resumen del estado a abril de 2012 del sistema concesional:

Tabla 6: Estado del sistema concesional geotérmico a abril de 2012

Tipo de concesión	Cantidad	Inversión Aprox. (MM USD)
Concesiones de Exploración Vigentes (incluye Licitación 2010)	67	327
Concesiones de Explotación Vigentes	6	975
Solicitud Concesiones de Exploración en Trámite	82	86
Concesiones de Explotación en Trámite	1	N/A

Fuente: Ministerio de Energía

Concesiones de exploración de energía geotérmica:

Según indica la Ley 19.657 *“La exploración consiste en el conjunto de operaciones que tienen el objetivo de determinar la potencialidad de la energía geotérmica, considerando entre ellas la perforación y medición de pozos de gradiente y los pozos exploratorios profundos. En consecuencia, la concesión de exploración confiere el derecho a realizar los estudios, mediciones y demás investigaciones tendientes a determinar la existencia de fuentes de recursos geotérmicos, sus características físicas y químicas, su extensión geográfica y sus aptitudes y condiciones para su aprovechamiento.”*

Este tipo de concesión tiene una duración de dos años, prorrogable por otros dos en caso que el concesionario demuestre haber materializado un 25% de las inversiones comprometidas en el decreto que otorgó la concesión originalmente.

Como se observa en la Tabla 6, actualmente existen 67 concesiones de exploración vigentes, lo que, en términos de inversión, se traduce en un compromiso de MM USD 327 aproximadamente, que debieran materializarse en los próximos cuatro años. La superficie concesionada para exploración es aproximadamente de 2,7 millones de hectáreas en el territorio continental.

Concesiones de explotación de energía geotérmica:

Según indica la Ley 19.657 *“La explotación consiste en el conjunto de actividades de perforación, construcción, puesta en marcha y operación de un sistema de extracción, producción y transformación de fluidos geotérmicos en energía térmica o eléctrica. En consecuencia, la concesión de explotación confiere el derecho a utilizar y aprovechar la energía geotérmica que exista dentro de sus límites.”*

Este tipo de concesión tiene una duración indefinida. Existen seis concesiones de explotación vigentes, lo que en términos de inversión, se traduce en un compromiso de MM USD 1.000 aproximadamente. La superficie concesionada para explotación es aproximadamente de 30 mil hectáreas en el territorio continental.



Anexos

Anexo 1: Requerimientos técnicos aplicables según NTSyCS

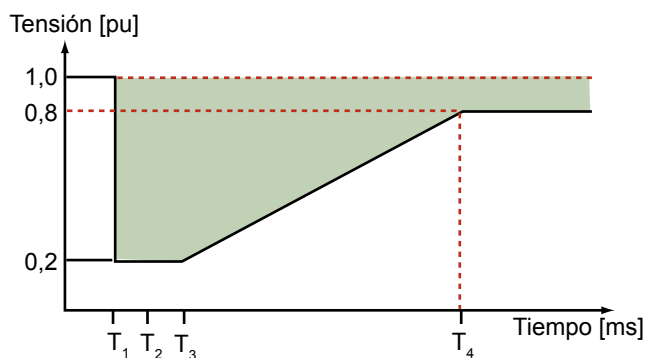
A continuación se presenta el detalle del articulado asociado a los requerimientos normativos aplicables a generadores ERNC descritos en la Tabla 1. Este articulado corresponde a la NTSyCS actualizada a septiembre de 2010.

Artículo 3-7

Toda unidad generadora sincrónica, incluido el transformador elevador, deberá ser capaz de operar a potencia máxima con un factor de potencia de 0,95 medido en su Punto de Conexión con el Sistema de Transmisión.

Artículo 3-8

Las unidades de un parque eólico deberán ser diseñadas de modo de asegurar que el parque se mantenga en servicio cuando la tensión en el Punto de Conexión varíe, a consecuencia de una falla en el sistema de transmisión, dentro de la zona achurada de la figura que se indica a continuación.



Siendo:

$T_1 = 0$ [ms], Tiempo de inicio de la falla

$T_2 =$ TMDF

$T_3 = T_2 + 20$ [ms]

$T_4 = 1000$ [ms]

TMDF: Tiempo Máximo de Despeje de Falla de acuerdo a lo establecido en el artículo 5-49

Adicionalmente, se deberá verificar que, operando el parque a plena carga y ante la ocurrencia de un cortocircuito bifásico a tierra en uno de los circuitos del Sistema de Transmisión al cual se conecta el parque, la absorción neta de potencia reactiva deberá ser nula en tanto la tensión en el punto de conexión al Sistema de Transmisión se mantenga bajo los 0.9 pu, a excepción del periodo comprendido entre el TMDF y los 30 ms posteriores a éste, periodo en el cual la absorción neta de potencia reactiva del parque no deberá superar el 30% de la potencia nominal de éste.

Artículo 3-9

El diseño de las instalaciones del parque eólico deberá asegurar, para tensiones en el rango de Estado Normal, que puede operar en forma permanente entregando o absorbiendo reactivos, en el punto de conexión al Sistema de Transmisión, en las zonas definidas a continuación:

Zona de operación entregando reactivos:

- a) Potencias activa y reactiva nulas.*
- b) La potencia activa máxima y la potencia reactiva nula.*
- c) Las potencias activa y reactiva máximas correspondientes a factor de potencia 0,95.*

Zona de operación absorbiendo reactivos:

- a) Potencias activa y reactiva nulas.*
- b) La potencia activa máxima y la potencia reactiva nula.*
- c) Las potencias activa y reactiva máximas correspondientes a factor de potencia 0,95.*

Artículo 3-10

Toda unidad generadora deberá continuar operando sus unidades bajo la acción de su Controlador de Velocidad para variaciones de la frecuencia que estén dentro de los límites de operación en sobre y subfrecuencia que a continuación se indican:

Límite Inferior	Límite Superior	Tiempo Mínimo de Operación		
(mayor que)	(menor o igual que)	Hidroeléctricas	Termoeléctricas	Eólicas
49,0 Hz	50,0 Hz	Permanente	Permanente	Permanente
48,0 Hz	49,0 Hz	90 segundos	90 segundos	90 segundos
47,5 Hz	48,0 Hz	15 segundos	15 segundos	15 segundos
47,0 Hz	47,5 Hz	5 segundos	Desconexión	Desconexión
50,0 Hz	51,0 Hz	Permanente	Permanente	Permanente
51,0 Hz	51,5 Hz	90 segundos	90 segundos	Desconexión
51,5 Hz	52,0 Hz		5 segundos	Desconexión
52,0 Hz	52,5 Hz	15 segundos	Desconexión	Desconexión
52,5 Hz	53,0 Hz	5 segundos	Desconexión	

Artículo 3-11

Como mínimo, toda unidad generadora deberá ser capaz de:

- Operar en forma estable a potencia nominal para frecuencias en el rango 49,5 - 51,0 [Hz].
- Operar en forma estable a valores de potencia superiores o iguales al 80% de la potencia nominal para frecuencias en el rango 47,5 – 49,5 [Hz].

Las respectivas potencias de operación en función de la frecuencia deberán ser informadas a la DO conforme ésta lo solicite.

Artículo 5-62

El control de las tensiones del SI dentro de la banda de variación permitida deberá efectuarse manteniendo la potencia reactiva de las unidades generadoras dentro del Diagrama PQ, hasta un límite del 100 % de la capacidad máxima en forma permanente. Este límite deberá mantenerse tanto en la región de sobreexcitación como de subexcitación para cumplir con los niveles de tensión especificados.

Para el caso de parques eólicos las instalaciones deberán operarse hasta un factor de potencia de 0,95 inductivo o capacitivo, en el punto de conexión.

Artículo 5-87

Las instalaciones de Generación deberán limitar la contribución a la contaminación de la red de modo que las distorsiones de armónicas de tensión estén en los rangos que

se indican en el artículo 5-86.

Tratándose de unidades eólicas, éstas deberán limitar además la contribución a la contaminación de la red según los estándares siguientes:

- a) Armónicas de corrientes según lo indicado en el Artículo 5-85 a) para el nivel de tensión que corresponda.
- b) Fluctuaciones de tensión según lo indicado en el Artículo 5-85 b) para el nivel de tensión que corresponda. Solo se llevará una estadística que se informará al CDEC.
- c) Severidad del parpadeo según lo indicado en el Artículo 5-85 c), para el nivel de tensión que corresponda.
- d) Armónicas de tensión según lo indicado en el Artículo 5-86 para el nivel de tensión que corresponda.

Artículo 6-43

Para la asignación de recursos y márgenes de control de potencia reactiva en la realización del Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva deberán tenerse en cuenta al menos los siguientes criterios:

- a) El perfil de tensiones y la asignación de los recursos de potencia reactiva deberán realizarse en forma óptima, de forma tal de reducir en cuanto sea posible el tránsito de potencia reactiva por el Sistema de Transmisión.
- b) Para el SI en Estado Normal, deberán mantenerse las tensiones dentro de los límites establecidos en el Capítulo N° 5 de la presente NT, con las unidades generadoras operando dentro del 90 % de la capacidad definida en su Diagrama PQ y en el caso de parques eólicos hasta un factor de potencia 0,98 inductivo o capacitivo, en su punto de conexión.
- c) Ante condiciones de Contingencia Simple deberán mantenerse las tensiones dentro de los límites establecidos en Capítulo N° 5 de la presente NT, con las unidades generadoras operando dentro del 100 % de la capacidad definida en su Diagrama PQ y en el caso de parques eólicos hasta un factor de potencia 0,95 inductivo o capacitivo, en su punto de conexión.
- d) En aquellos puntos del SI donde exista un mayor riesgo de inestabilidad de tensión, aún ante Contingencias Simples, deberá procurarse conservar un margen de potencia reactiva que maximice la distancia al nivel de colapso de tensión, haciendo pleno uso de los recursos disponibles.
- e) El perfil de tensiones posterior a una Contingencia Simple, deberá ser tal que cumpla los estándares y exigencias correspondientes al Estado de Alerta.
- f) Cuando los recursos disponibles de potencia reactiva no sean suficientes para cumplir con las exigencias de SyCS establecidos en la presente NT, se deberán definir programas de reducción o desconexión de consumos.

Artículo 9-14

Los Coordinados que posean u operen medios de generación que operen en sincronismo, deberán entregar a la DP mediante informe escrito y en medio electrónico los siguientes datos de la máquina motriz:

- a) Tipo de máquina (turbina hidráulica, turbina de vapor, turbina de gas, motor de combustión interna, entre otras) indicando, si corresponde, combustible primario utilizado.
- b) Principales características técnicas (marca, fabricante, año de fabricación, potencia nominal, potencias máxima y mínima técnica, velocidad nominal en [rpm], sobrevelocidad máxima admisible, curvas características dadas por el fabricante).
- c) Constante de inercia mecánica (H) del conjunto máquina motriz-generator (incluyendo compresor cuando corresponda), tiempo de lanzamiento (Ta [s]) y factor GD2 [kgm²].

*Para el caso de turbinas hidráulicas se deberá entregar:
Constante de tiempo de arranque de la columna de agua (TW).*

*Para el caso de turbinas eólicas se deberá entregar:
Curva característica de la potencia de salida en función de la velocidad del viento.*

Artículo 9-15

Los Coordinados que posean u operen medios de generación que operen en sincronismo, deberán entregar a la DP mediante informe escrito y en medio electrónico la información de la fuente primaria de energía que se especifica en el presente artículo.

Para el caso de unidades hidroeléctricas:

- a) Principales características técnicas, incluyendo capacidades máximas, del sistema de aducción hidráulica (memoria descriptiva, diagrama con la vista en corte longitudinal y dimensiones físicas de canales de la tubería de aducción, conducción forzada, distribuidor y difusor).
- b) Esquema hidráulico de afluentes, canales o túneles de aducción, canales de riego, embalse y/o estanque de regulación.
- c) En el caso de existir canales de riego se deben indicar los compromisos de riego que afecten la producción, como también cualquier otro compromiso o restricción, ambiental u otra, que afecte la disponibilidad de agua de la unidad.
- d) Para el caso de canales y túneles de aducción se debe informar sobre las capacidades máximas expresadas en metros cúbicos por segundo [m³/s].
- e) En el caso de embalses se debe proporcionar la curva de embalse en volumen y energía en función de la cota expresada en metros sobre el nivel del mar [msnm].
- f) En el caso de estanques de regulación se debe indicar su volumen máximo y su equivalente en energía.

- g) *Potencia Bruta en [MW] en función del caudal turbinado y, si corresponde, en función de la cota del embalse.*
- h) *Estadísticas de caudales medidos en [m³/s] de los últimos 46 años anteriores a la puesta en servicio de las unidades. Esta estadística deberá ser complementada al inicio de cada año con la estadística real registrada el año inmediatamente anterior.*

Para el caso de parques eólicos:

- a) *Distribución de frecuencia para velocidad del viento.*
- b) *Potencia y energía generable.*
- c) *Estadísticas de vientos medidos en el lugar de emplazamiento del parque eólico para al menos los últimos 3 años anteriores a la puesta en servicio de las unidades. Esta estadística deberá ser complementada al inicio de cada año con la estadística real registrada el año inmediatamente anterior.*
- d) *Predicción de vientos para horizontes de 24 horas con actualización cada 3 horas.*

Anexo 2: Costo marginal instantáneo de energía y de potencia

D.S. N° 291, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2007:

Artículo 46. El costo marginal instantáneo de energía en cada barra es el costo, incluida la componente de racionamiento y las limitaciones en las instalaciones de transmisión, en que el sistema eléctrico en conjunto incurre en promedio durante un período determinado para suministrar una unidad adicional de energía en la barra correspondiente, considerando para su cálculo la operación óptima determinada por la DO del CDEC.

Artículo 47. Los costos marginales a utilizar en la valoración de las transferencias de energía serán los que resulten de la operación real, considerando los costos variables de las unidades, los costos de oportunidad de las energías embalsadas y los costos de racionamiento correspondientes a la profundidad y duración de las fallas características de cada sistema, según corresponda.

En sistemas con capacidad de embalse, para la obtención de los costos de oportunidad de las energías embalsadas se usarán los modelos matemáticos, la información y los Procedimientos aplicados en la planificación y programación de la operación, considerando para la actualización de resultados de los modelos de corto plazo los períodos que señale el Reglamento Interno.

Los costos marginales reales están disponibles al segundo día hábil siguiente de ocurrida la operación en el sitio web de cada CDEC²¹.

D.S. N° 327, del Ministerio de Minería, de 1997 (y modificaciones posteriores):

Art. 262. El costo marginal instantáneo de potencia en horas de punta definido anteriormente, se entenderá ubicado en el o los nudos del sistema más convenientes económicamente para agregar una unidad marginal de capacidad instalada. Para el resto de los nudos del sistema, el costo marginal instantáneo de potencia en horas de punta se calculará en base al CMgP, considerando las pérdidas marginales de energía del sistema de transmisión en la hora de punta del sistema. En caso que el costo marginal instantáneo de potencia en horas de punta se calcule en más de un nudo, las pérdidas marginales se referirán al nudo con el que se obtenga el menor valor.

21 Para el SIC: <http://www.cdec-sic.cl>, en la sección Informes y Estudios. Para el SING: <http://www.cdec-sing.cl>, en la sección datos de operación.

Anexo 3: Ley 20.571 de 2012

1) Agrégase, en el inciso final del artículo 149, la siguiente oración final:

“No se aplicarán las disposiciones del presente inciso a aquellas instalaciones de generación que cumplan con las condiciones y características indicadas en el artículo 149 bis, en cuyo caso deberán regirse por las disposiciones establecidas en él.”

2) Incorpóranse, como artículos 149 bis, 149 ter, 149 quáter y 149 quinquies, los siguientes:

*“Artículo 149 bis.- Los usuarios finales sujetos a fijación de precios, que dispongan para su **propio consumo de equipamiento de generación de energía eléctrica por medios renovables no convencionales o de instalaciones de cogeneración eficiente**, tendrán derecho a inyectar la energía que de esta forma generen a la red de distribución a través de los respectivos empalmes.*

Se entenderá por energías renovables no convencionales aquellas definidas como tales en la letra aa) del artículo 225 de la presente ley. Asimismo, se entenderá por instalaciones de cogeneración eficiente a aquellas definidas como tales en la letra ac) del mismo artículo.

Un reglamento determinará los requisitos que deberán cumplirse para conectar el medio de generación a las redes de distribución e inyectar los excedentes de energía a éstas. Asimismo, el reglamento contemplará 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 y por el conjunto de dichos usuarios en una misma red de distribución o en cierto sector de ésta.

La capacidad instalada a que se refiere el inciso anterior se determinará tomando en cuenta la seguridad operacional y la configuración de la red de distribución o de ciertos sectores de ésta, entre otros criterios que determine el reglamento. La capacidad instalada por cliente o usuario final no podrá superar los 100 kilowatts.

La concesionaria de servicio público de distribución deberá velar por que la habilitación de las instalaciones para inyectar los excedentes a la respectiva red de distribución, así como cualquier modificación realizada a las mismas que implique un cambio

relevante en las magnitudes esperadas de inyección o en otras condiciones técnicas, cumpla con las exigencias establecidas por el reglamento. En caso alguno podrá la concesionaria de servicio público de distribución sujetar la habilitación o modificación de las instalaciones a exigencias distintas de las dispuestas por el reglamento o por la normativa vigente. Corresponderá a la Superintendencia fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones establecidas en el presente artículo y 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.

Las inyecciones de energía que se realicen en conformidad a lo dispuesto en el presente artículo **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. 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 y ser reconocidas junto a la valorización de estas inyecciones. El reglamento fijará los procedimientos para la valorización de las inyecciones realizadas por los medios de generación a que se refiere este artículo, cuando ellos se conecten en los sistemas señalados en el artículo 173.

Las inyecciones de energía valorizadas conforme al inciso precedente deberán **ser descontadas de la facturación correspondiente al mes 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**. Los remanentes a que se refiere este artículo, 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.

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, entre las que se deberán considerar, al menos, el equipamiento de generación del usuario final y sus características técnicas esenciales, la capacidad instalada de generación, la opción tarifaria, la propiedad del equipo medidor, el mecanismo de pago de los remanentes no descontados a que se refiere el artículo siguiente y su periodicidad, y demás conceptos básicos que establezca el reglamento.

Las **obras adicionales y adecuaciones que sean necesarias para permitir la conexión y la inyección de excedentes de los medios de generación a que se refiere este artículo, deberán ser solventadas por cada propietario** de tales instalaciones y no podrán significar costos adicionales a los demás clientes.

Artículo 149 ter.- Los remanentes de inyecciones de energía valorizados conforme a lo indicado en el artículo precedente 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.

Artículo 149 quáter.- Sin perjuicio de lo establecido en los artículos anteriores, la energía que los clientes finales inyecten por medios de generación renovables no convencionales de acuerdo al artículo 149 bis, podrá ser considerada por las empresas eléctricas que efectúen retiros de energía desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 megawatts, a objeto del cumplimiento de la obligación establecida en el artículo 150 bis.

Con dicho fin, 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. 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 constituirá título suficiente para acreditar inyecciones para el cumplimiento de la obligación establecida en el inciso primero del artículo 150 bis, 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.

Artículo 149 quinquies.- Los pagos, compensaciones o ingresos percibidos por los clientes finales en ejercicio de los derechos que les confieren los artículos 149 bis y 149 ter, no constituirán renta para todos los efectos legales y, por su parte, las operaciones que tengan lugar conforme a lo señalado en tales disposiciones no se encontrarán afectas a Impuesto al Valor Agregado.

No podrán acogerse a lo dispuesto en el inciso precedente, aquellos contribuyentes del impuesto de Primera Categoría obligados a declarar su renta efectiva según contabilidad completa, con excepción de 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.”. Artículo transitorio.- Esta ley entrará en vigencia una vez publicado el reglamento a que se refiere el artículo 149 bis.

Durante el período comprendido entre la fecha de publicación del reglamento del artículo 149 bis y hasta la entrada en vigencia de la fijación de tarifas del valor agregado de distribución correspondiente al cuatrienio 2012-2015, los clientes que deseen inyectar sus excedentes de energía a la red, de acuerdo a lo señalado en el artículo 149 bis, y para efectos del pago de sus retiros de energía y potencia, podrán seguir adscritos a la opción tarifaria contratada a esa fecha.”



Fotos:

Portada:

- BSW-Solar/S.A.G. Solarstrom AG
- Agentur für erneuerbare Energien
- Schmack Biogas AG Schwandorf
- DLR/Markus Steur
- Endesa

Interior:

- Markus Schüller
- BSW-Solar/S.A.G. Solarstrom AG
- Miriam Tamayo/GLZ
- Endesa