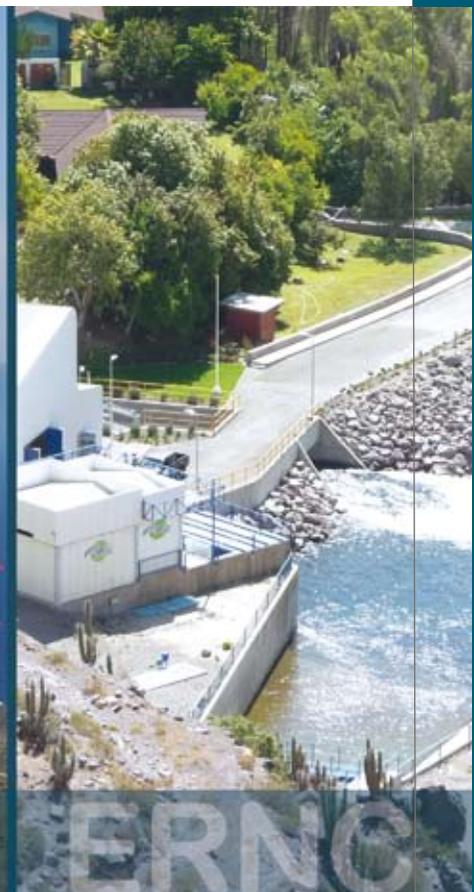
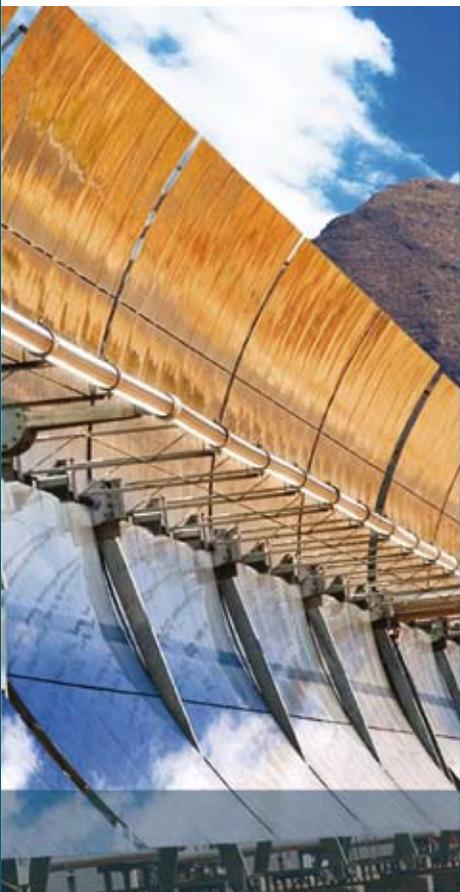


gtz



Las Energías Renovables No Convencionales en el mercado eléctrico chileno

Las Energías Renovables No Convencionales en el mercado eléctrico chileno

LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN EL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO

Publicado por:

Proyecto Energías Renovables
No Convencionales (CNE/GTZ)

Comisión Nacional de Energía (CNE)

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

Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH

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

Coordinación:

Christian Santana, CNE
Trudy Könemund, GTZ

Autores:

Dr. Rodrigo Palma Behnke
Guillermo Jiménez Estévez
Ignacio Alarcón Arias

Consultores:

Fundación para la Transferencia Tecnológica (UNTEC)
Universidad de Chile
www.untec.cl

Diseño y diagramación:
Hernán Romero D.

Impresión y encuadernación:
ByB Impresores

ISBN: 978-956-8066-04-8

Santiago de Chile, marzo 2009

LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN EL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO

Comisión Nacional de Energía



Cooperación técnica alemana



Cooperación Intergubernamental
Chile - Alemania



Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno

Aclaración

Esta publicación fue preparada por encargo del proyecto “Energías Renovables No Convencionales” implementado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) y Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH. Sin perjuicio de ello, cualquier referencia a una empresa, producto, marca, fabricante u otro similar no constituye en ningún caso una recomendación por parte del Gobierno de Chile o de GTZ. Se autoriza la reproducción parcial o total, siempre y cuando se cite la fuente de referencia.

Marco para el desarrollo de las Energías Renovables No Convencionales

En los últimos años, las condiciones para el desarrollo de las energías renovables no convencionales en Chile han mejorado significativamente. En un esfuerzo compartido, donde el Gobierno, el Parlamento, la sociedad civil, las empresas de energía, la academia y la cooperación internacional han aportado, hemos construido las bases para el desarrollo de estas energías en el país. Pilar fundamental para ello ha sido la promulgación de leyes, la implementación de instrumentos de apoyo directo a la inversión, la mejoría del conocimiento de nuestros recursos renovables, la materialización de proyectos de inversión y la instauración de un debate nacional respecto de la importancia de una matriz energética diversificada, de las alternativas que el país tiene para lograr esa diversificación y del rol que deben cumplir las energías renovables no convencionales en el suministro de energía en el futuro inmediato.

Si bien nos queda aún mucho por hacer, los frutos de estos esfuerzos ya se han comenzado a observar. Al iniciar el 2009, más de 1.600 MW en proyectos renovables no convencionales se encontraban aprobados, o en tramitación, en el sistema de evaluación de impacto ambiental. Además, prácticamente la totalidad de las empresas de generación eléctrica en el país están desarrollando o evaluando proyectos de esas características; se han constituido nuevas empresas sólo para emprender ese tipo de iniciativas, y sabemos que hay otro número significativo que esperan hacerlo pronto.

A fines del Gobierno de la Presidenta Michelle Bachelet, en tan sólo cuatro años, habremos duplicado la capacidad instalada en energías renovables no convencionales que existía al inicio del mismo.

En todas nuestras acciones hemos tenido como norte los objetivos de la política energética que hemos definido para el país, los que pasan por promover un desarrollo energético eficiente, pero que se compatibilice con la seguridad de dicho suministro, la sustentabilidad ambiental y la equidad en el acceso a la energía; aspectos a los cuales indudablemente las energías renovables contribuyen.

En concordancia con lo anterior, nos hemos abocado 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 con las formas tradicionales de generación. Además, para aquellas tecnologías que aún no son competitivas en Chile, estamos creando las condiciones para que cuando sean competitivas puedan desarrollarse normalmente en el país.

Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno

Para lograr estos fines, hemos perfeccionado la regulación del mercado eléctrico de modo que considere las particularidades de los medios de generación renovables no convencionales, y asimismo, establezca los incentivos necesarios para acelerar su incorporación a la matriz energética. De esta manera, hemos atenuado la incertidumbre asociada a la inserción de nuevas tecnologías a un mercado de generación eléctrica abierto y competitivo como el chileno.

Esperamos que el presente documento facilite la comprensión del marco regulatorio que se está configurando para el desarrollo de los proyectos de energías renovables no convencionales en Chile y, con ello, entre otros objetivos, contribuya a atenuar la barrera de conocimiento que pueden enfrentar los inversionistas no tradicionales, nacionales e internacionales, que están interesados en emprender proyectos que aprovechen ese tipo de energías en nuestro país.

Marcelo Tokman Ramos
Ministro Presidente
Comisión Nacional de Energía

Prefacio

En el año 1982, con la promulgación de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), Chile crea las bases de un sistema eléctrico de carácter competitivo, pionero a nivel internacional. El marco reglamentario asociado ha sido perfeccionado a través de los años, manteniendo su definición original de un sistema operado a mínimo costo global.

Los cambios a la LGSE, oficializados en marzo de 2004 mediante la Ley 19.940, modifican un conjunto de aspectos del mercado eléctrico que afecta a todos los medios de generación, introduciendo elementos especialmente aplicables a las Energías Renovables No Convencionales (ERNC). Asimismo, el 1 de abril de 2008 entró en vigencia la Ley 20.257, que establece la obligación para las empresas eléctricas que efectúan ventas a clientes finales de que un porcentaje de la energía comercializada provenga de ERNC. Mediante esta ley, aprobada por unanimidad en su último trámite legislativo, se consolidan los esfuerzos emprendidos por el Estado de Chile para remoción de barreras a la incorporación de las ERNC a la matriz de generación eléctrica nacional, como una forma de aportar a los objetivos de seguridad de suministro y sustentabilidad ambiental que rigen la política energética chilena.

Las leyes y los reglamentos asociados a este proceso se han traducido en señales de precio y modelos de negocio que son captados por los tomadores de decisión en el mercado eléctrico. Estas señales también son percibidas por posibles inversionistas de proyectos ERNC, tanto aquellos actualmente presentes en el mercado eléctrico nacional como nuevos inversionistas. Lo anterior se ha manifestado en un proceso de desarrollo de proyectos de ERNC en los sistemas eléctricos nacionales.

El presente documento tiene como propósito contribuir a este proceso, entregando un análisis de distintos aspectos relevantes para el desarrollo de proyectos de ERNC 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. El foco del análisis está en el proceso de integración y operación en el mercado de las ERNC, sin profundizar en aspectos de evaluación del potencial de los recursos naturales, selección de tecnologías y esquemas de financiamiento. La publicación busca servir como base conceptual y guía para inversionistas, desarrolladores de proyectos y otros interesados.

Con el fin de facilitar el entendimiento de las características propias del mercado eléctrico chileno, se contrastan las estructuras locales con esquemas establecidos a nivel internacional. Detalles de distintos temas tratados se incorporan en anexos específicos.

Índice

Abreviaturas	15
1. Introducción	17
1.1 Motivación y justificación	19
1.2 Objetivo y alcance	19
1.3 Estructura del documento	20
2. Descripción general del sector eléctrico chileno	21
2.1 Desarrollo energético	23
2.2 Sistemas eléctricos	25
2.3 Oferta de energía eléctrica	27
2.3.1 Capacidad instalada	27
2.3.2 Energía generada	29
2.4 Consumo y clientes	29
2.4.1 Cliente regulado	31
2.4.2 Cliente libre	33
2.5 Sistemas de transmisión y distribución	33
2.5.1 Sistemas de transmisión	33
2.5.2 Tratamiento reglamentario	39
2.5.3 Sistemas de distribución	40
2.6 Marco institucional del sector eléctrico	40
2.6.1 La Comisión Nacional de Energía (CNE)	41
2.6.2 La Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)	42
2.6.3 La Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA)	42
2.6.4 Los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC)	43
2.6.5 El Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos	45
2.6.6 El Tribunal de Defensa de la Libre Competencia	45
2.6.7 Resolución de conflictos	45
3. Funcionamiento del mercado eléctrico chileno	47
3.1 Fundamento económico del mercado eléctrico	49
3.2 Modelo del mercado eléctrico	50
3.3 El mercado spot	52
3.4 Mercado de contratos	55
3.5 Servicios complementarios	56

4. Las ERNC en el mercado eléctrico chileno	57
4.1 Contexto general de las ERNC	59
4.2 Descripción general de etapas de desarrollo de proyectos ERNC	59
4.3 Definición de medios de generación de ERNC	61
4.4 El marco regulatorio para las ERNC	63
4.5 Ley de Energías Renovables No Convencionales (Ley 20.257)	64
5. Integración al mercado de ERNC	67
5.1 Alternativas de integración a un sistema eléctrico	70
5.2 Tramitación de permisos técnicos	71
5.2.1 Conexión a redes de distribución	71
5.2.2 Conexión al sistema de transmisión	75
5.3 Costos de conexión	75
5.3.1 Costos de conexión a redes de distribución	76
5.3.2 Costos de conexión a un sistema de transmisión	77
6. Operación comercial en el mercado	79
6.1 Descripción general de alternativas de comercialización	82
6.1.1 Mercado spot	83
6.1.2 Venta de potencia en el mercado spot	84
6.1.3 Mercado de contratos	85
6.1.4 Cuotas de ERNC	85
6.2 Las alternativas de comercialización	85
6.2.1 Alternativa 1: Venta de energía y potencia en el mercado spot	85
6.2.2 Alternativa 2: Combinación entre mercado spot y contrato con un cliente libre	86
6.2.3 Alternativa 3: Combinación entre mercado spot y mercado de contratos con clientes regulados	87
6.2.4 Alternativa 4: Contrato directo con empresa de generación	87
6.2.5 Alternativa 5: Fuera de mercado mayorista (contrato directo con empresa distribuidora)	87
6.3 Pago por uso de las redes (peajes)	88
6.3.1 Pago de peajes por uso del sistema de transmisión troncal	88
6.3.2 Pago de peajes por uso del sistema de subtransmisión	88
6.3.3 Pago de peajes por uso del sistema de distribución	88
6.4 Exención de peajes	88
6.5 Servicios complementarios y ERNC	89

Anexos	91
Anexo 1: Texto de la Ley 20.257 para el desarrollo de las ERNC	93
Anexo 2: Proyectos ERNC en evaluación ambiental	99
Anexo 3: Marco regulatorio del sector eléctrico (énfasis en ERNC)	103
3.1 Leyes	104
3.1.1 Decreto con Fuerza de Ley N° 4, Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE)	104
3.1.2 Ley 19.940 (Ley Corta I)	104
3.1.3 Ley 20.018 (Ley Corta II)	105
3.1.4 Ley 20.257 (Ley ERNC)	106
3.1.5 Ley 20.220 Para Resguardar la Seguridad del Suministro	106
3.2 Reglamentos	106
3.2.1 Decreto Supremo N° 327	106
3.2.2 Decreto Supremo N° 244	106
3.2.3 Decreto Supremo N° 62	107
3.3 Normativa técnica	107
3.3.1 Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSCS)	107
3.3.2 Norma Técnica de Conexión y Operación (NTCO) de PMGD en media tensión	107
3.4 Otros	108
3.4.1 Decreto Supremo N° 26	108
3.4.2 Decreto N° 99 / N° 188	108
Anexo 4: Aspectos de funcionamiento del mercado	109
4.1 Despacho	109
4.2 Remuneración de la generación – energía	111
4.3 Potencia firme (metodología actual)	112
4.4 Potencia de suficiencia (metodología D.S. 62, futura)	113
Anexo 5: Glosario de términos	117
Anexo 6: Referencias bibliográficas adicionales	121
Figuras	
Figura 1: Oferta de energía primaria 2007	23
Figura 2: Generación eléctrica por fuente 2007	23
Figura 3: Capacidad instalada por tecnología de generación 2007	24
Figura 4: Distribución del consumo de la energía eléctrica por sector de la economía 2007	24
Figura 5: Capacidad instalada por sistema eléctrico en Chile 2008	27

Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno

Figura 6: Capacidad instalada y reserva en el SIC	28
Figura 7: Capacidad instalada y reserva en el SING	28
Figura 8: Demanda de energía eléctrica y crecimiento	29
Figura 9: Tendencia internacional de consumos	30
Figura 10: Crecimiento de la demanda bruta mensual SIC 2007-2008	31
Figura 11: Componentes de la tarifa a cliente regulado	32
Figura 12: Sistema interconectado SIC	34
Figura 13: Sistema interconectado SING	35
Figura 14: Clasificación de los sistemas de transporte	36
Figura 15: Segmentos del sistema de transporte	37
Figura 16: Sistema de transmisión troncal SIC	38
Figura 17: Remuneración de los sistemas de transmisión	40
Figura 18: Sector eléctrico e instituciones	41
Figura 19: Equilibrio financiero en el modelo marginalista	49
Figura 20: Mercado mayorista chileno	51
Figura 21: Concepto de remuneración en el mercado eléctrico	53
Figura 22: Transferencias de potencia en el mercado spot	54
Figura 23: Etapas de desarrollo de un proyecto ERNC	60
Figura 24: Clasificación de medios de generación renovables no convencionales	62
Figura 25: Cronología del proceso normativo	63
Figura 26: Exención del peaje troncal para medios de generación no convencional en función del excedente de potencia	64
Figura 27: Obligaciones anuales establecidas en la Ley 20.257	65
Figura 28: Mecanismo de acreditación de excedentes para unidades hidráulicas	66
Figura 29: Etapas de integración al mercado	69
Figura 30: Normativa aplicable en función del sector de conexión	70
Figura 31: Procedimiento de conexión y puesta en servicio de un PMGD	73
Figura 32: Elementos constitutivos de la operación en el mercado	81
Figura 33: Alternativas de interacción comercial de un ERNC	82
Figura 34: Esquema de tratamiento de energías renovables según pagos por capacidad	84
Figura 35: Cronología de la regulación del sector eléctrico	103
Figura 36: Estructura del mercado mayorista en Chile 7	109
Figura 37: Evolución de costo marginal y precio de nudo para el caso del SIC	112
Figura 38: Enfoque metodológico de la potencia de suficiencia del D.S. 62	114

Tablas

Tabla 1: Capacidad instalada en el país por sistema 2007	26
Tabla 2: Líneas de transmisión SIC desde 66 kV (2006)	34
Tabla 3: Líneas de transmisión SING desde 66 kV (2006)	35
Tabla 4: Estudios de impacto ambiental aprobados para proyectos ERNC	99

Abreviaturas

CDEC	Centro de Despacho Económico de Carga
Cmg	Costo marginal
CONAMA	Comisión Nacional del Medio Ambiente
COREMA	Comisión Regional del Medio Ambiente
CNE	Comisión Nacional de Energía
CORFO	Corporación de Fomento de la Producción
EDE	Empresa distribuidora de electricidad
DFL	Decreto con fuerza de Ley
D.S.	Decreto Supremo
FP	Factor de planta
GEI	Gases de efecto invernadero
GNL	Gas natural licuado
GTZ	Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit GmbH – Cooperación técnica alemana
ICC	Informe de criterios de conexión
IFOR	Tasa de fallas forzada del generador
kW	kilowatt
kWh	kilowatthora
LGSE	Ley General de Servicios Eléctricos
LOLP^{DM}	Probabilidad de pérdida de carga en demanda máxima
MGNC	Medio de Generación no Convencional
MP	Margen de potencia
MRT	Margen de reserva teórico
MT	Media tensión
MW	Megawatt
MWe	Megawatt eléctrico
MWh	Megawatthora
MV	Megavolt
MVA	Megavoltamperio
NSEC4	Norma Técnica de Instalaciones de Consumo en Baja Tensión
NTCO	Norma Técnica sobre Conexión y Operación de Pequeños Medios de Generación Distribuidos en Instalaciones de Media Tensión
NTSCS	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Suministro
O&M	Operación y mantenimiento
PM	Potencia máxima
PMG	Pequeño Medio de Generación

Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno

PMGD	Pequeño Medio de Generación Distribuido
PN	Precio de nudo
RME	Resolución Ministerial Exenta
SCR	Solicitud de Conexión a la Red
SEC	Superintendencia de Electricidad y Combustibles
SEIA	Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental
SD	Sistema de distribución
SIC	Sistema Interconectado Central
SING	Sistema Interconectado del Norte Grande
Spot_G	Precio spot generador
Spot_L	Precio spot consumo
SSCC	Servicios complementarios
UTM	Unidad Tributaria Mensual
VAD	Valor Agregado de Distribución



Introducción

1. Introducción

1.1 Motivación y justificación

El cambio estructural observado a escala mundial en la propiedad y manejo de la industria eléctrica, ha tomado especial fuerza a partir de la segunda mitad de la década de 1990. Chile fue un país pionero en introducir libre competencia en el segmento de generación y en la separación de las funciones de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. En el año 1982 se promulga el DFL N° 1/1982, Ley que introduce la competencia y privatización del sector eléctrico chileno. Se establece un modelo de operación a mínimo costo global, y se fomenta que las empresas de generación puedan suscribir libremente contratos de abastecimiento con clientes libres y empresas distribuidoras (clientes regulados).

Por más de 20 años, el mercado eléctrico chileno ha sido perfeccionado a través de la creación de reglamentos y normas. Los cambios a la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), oficializados en marzo de 2004 mediante la Ley 19.940, modifican un conjunto de aspectos de dicho mercado que afecta a todos los medios de generación, introduciendo elementos especialmente aplicables a las energías renovables no convencionales (ERNC). Cabe destacar la posibilidad por parte de los pequeños medios de generación de participar en el mercado eléctrico, y la exención parcial o total del peaje de los sistemas de transmisión para ERNC de pequeña escala.

Asimismo, el 1 de abril de 2008 entró en vigencia la Ley 20.257, que establece la obligación para las empresas eléctricas que efectúan ventas de energía a clientes finales para que acrediten que un porcentaje de la energía comercializada provenga de energías renovables no convencionales. La empresa eléctrica que no acredite el cumplimiento de esta obligación, deberá pagar un cargo por cada megawattthora de déficit respecto de su obligación.

Las leyes, reglamentos y normas asociados a este proceso se han traducido en señales de precio y posibles modelos de negocio que son captados por los tomadores de decisión en el mercado eléctrico. Estas señales, junto con el alza de los precios para los combustibles fósiles en los mercados internacionales, también son percibidas por posibles inversionistas de proyectos ERNC, tanto aquellos actualmente presentes en el mercado eléctrico nacional como nuevos inversionistas nacionales e internacionales. Lo anterior se ha manifestado en un proceso dinámico de desarrollo de proyectos ERNC en los sistemas eléctricos nacionales.

1.2 Objetivo y alcance

Debido a las características propias del modelo de mercado eléctrico chileno y de los cambios normativos asociados a la ERNC, se reconoce la necesidad de contar con una publicación sobre el mercado eléctrico en Chile desde la perspectiva de las energías renovables no convencionales.

El presente documento tiene como propósito contribuir al proceso descrito en la sección anterior, entregando un análisis de distintos aspectos relevantes para el desarrollo de proyectos de ERNC desde la visión de un inversionista tanto extranjero como nacional. Se busca entregar una descripción y análisis integral del mercado eléctrico chileno, para orientar sobre los fundamentos legales y regulatorios, las oportunidades de negocio, las obligaciones y riesgos asociados a la participación en el mercado, y los aspectos operativos incluyendo costos y remuneraciones. Cabe señalar que el documento no profundiza en aspectos de evaluación del potencial de los recursos naturales, selección de tecnologías y esquemas de financiamiento. De igual manera, es importante aclarar que el alcance de este documento comprende la integración y operación en el mercado de las ERNC en los dos sistemas interconectados mayores de Chile, SIC y SING, puesto que otros sistemas de menor tamaño operan bajo un régimen económico diferente.

De esta forma, el estudio pretende orientar a los potenciales desarrolladores de proyectos ERNC y otros interesados que no necesariamente tienen un conocimiento profundo de la operación y funcionamiento del sistema eléctrico en Chile.

Con el fin de facilitar el entendimiento de las características propias del mercado eléctrico chileno, se contrastan los criterios y diseños de mercado desarrollados en Chile con esquemas establecidos a nivel internacional.

1.3 Estructura del documento

En el capítulo dos se presenta, a modo de contexto, una descripción general del sector eléctrico chileno considerando aspectos de su desarrollo histórico, marco reglamentario e institucionalidad. En el capítulo tres se entrega una descripción del funcionamiento del mercado eléctrico chileno, el que incluye su diseño económico y elementos técnicos a considerar. En el capítulo cuatro se describen las etapas de desarrollo que involucra un proyecto ERNC, tomando en cuenta los distintos elementos necesarios de considerar en cada etapa. De esta forma se fija el alcance de los temas a tratar en detalle en el documento. En el capítulo cinco se presenta un análisis de los elementos a considerar en la integración al mercado de las ERNC, los que incluyen aspectos técnicos, económicos y reglamentarios. En tanto, el capítulo seis describe la operación en el mercado de este tipo de proyectos, detallando las alternativas de modelos de negocio, los pagos de peajes de transmisión y distribución así como la exención de peajes. También incluye los servicios complementarios con respecto a las ERNC.

Detalles de los temas tratados en los primeros capítulos se incorporan en anexos específicos a partir del Anexo 1 de este documento.



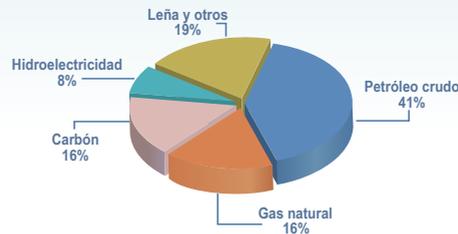
Descripción general del sector eléctrico chileno

2. Descripción general del sector eléctrico chileno

2.1 Desarrollo energético

La oferta de energía primaria en Chile, para el año 2007, alcanzó los 301.381 GWh. Dicha oferta es cubierta por cinco energéticos fundamentales que son: petróleo crudo, gas natural, carbón, hidroelectricidad, leña y otros recursos. La Figura 1 muestra la composición de la matriz de oferta de energía primaria para el año en mención.

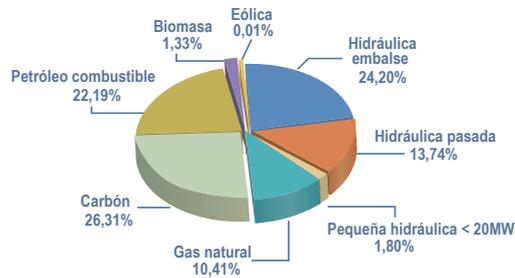
Figura 1: Oferta de energía primaria 2007



Fuente: CNE

En cuanto a la producción de electricidad para el mismo período se puede descomponer en un 38% proveniente de plantas hidroeléctricas, 10% de gas natural, 26% de carbón, 22% de petróleo combustible y un 3,1% de fuentes renovables no convencionales (pequeña hidráulica, biomasa y eólica). La generación total para el año 2007 fue 55.914 GWh. El detalle de esta composición de la generación se muestra en la Figura 2.

Figura 2: Generación eléctrica por fuente 2007

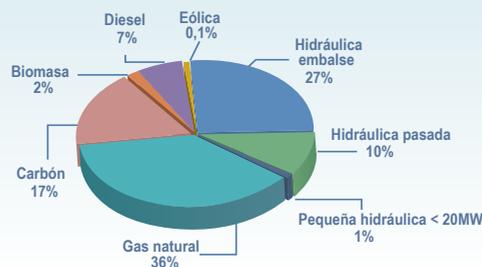


Fuente: CNE

Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno

Asimismo, la capacidad instalada por tecnología de generación para el año 2007 está compuesta por un 37% de centrales hidroeléctricas, un 36% de plantas a gas, 17% de carbón, 7% de diesel y un 3,1 % de energías renovables no convencionales (biomasa, eólica y pequeña hidráulica). Detalles al respecto se muestran en la Figura 3.

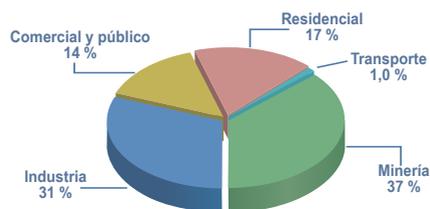
Figura 3: Capacidad instalada por tecnología de generación 2007



Fuente: CNE

En concordancia con la actividad económica del país, un 37% del consumo de energía eléctrica lo concentra el sector minero, en tanto que otras industrias consumen el 31%, el sector residencial, el 17%, y el comercial y público, un 14% (ver Figura 4).

Figura 4: Distribución del consumo de la energía eléctrica por sector de la economía 2007



Fuente: CNE

Si bien el enfoque de este libro se centra en los sistemas interconectados SIC y SING, descritos más abajo, existen otros sistemas de menor escala como Aysén y Magallanes que de acuerdo a la regulación actual se identifican como sistemas medianos¹. En estos sistemas, la estructura de tarifas se basa en la determinación de costos medios por cada segmento (generación, transmisión, distribución).

¹ Sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación es inferior a 200 MW y superior a 1.500 kW. Artículo 173° DFL N° 4.

El sistema eléctrico chileno puede ser descrito a través de las siguientes características relevantes:

- Sistemas eléctricos interconectados
- Oferta de energía
- Sistemas de transmisión
- Sistemas de distribución

A continuación, se detalla cada una de estas características, presentando estadísticas relevantes y elementos estructurales.

2.2 Sistemas eléctricos

En la industria eléctrica nacional participan 70 empresas, de las cuales 28 son generadoras, 5 son transmisoras y 37, distribuidoras. Al igual como sucede en la mayoría de los sistemas a nivel internacional, el sector eléctrico chileno tiene un alto nivel de concentración de mercado. A modo de ejemplo, para el año 2006, tres empresas y sus filiales poseían el 89% de la potencia instalada de servicio público del SIC (Endesa 51%, Colbún 20%, AES Gener 19%). Otras doce empresas poseen el 10% restante.

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

En Chile se clasifican según su tamaño. Los sistemas mayores corresponden a aquellos con una capacidad instalada de generación igual o superior a 200 MW, los medianos tienen una capacidad instalada superior a 1,5 MW e inferior a 200 MW y los pequeños una capacidad instalada igual o inferior a 1,5 MW. Los principales sistemas eléctricos chilenos son 4:

- El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING): sistema mayor que abastece la zona norte del país, desde Arica por el norte hasta la localidad de Coloso por el sur. A diciembre de 2007, constituía el 28% de la capacidad total instalada en el país pero solamente abastece 5,8% de la población. Su generación es fundamentalmente térmica y orientada a la industria minera.
- El Sistema Interconectado Central (SIC): sistema mayor que abastece la zona central del país, desde Taltal por el norte hasta Quellón, en la isla de Chiloé, por el sur. La distancia entre ambas localidades es de aproximadamente 2.100 km. Constituye el 71% de la capacidad instalada total del país y sirve al 90% de la población.

Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno

- El Sistema Eléctrico de Aysén: en la práctica corresponde a cinco sistemas medianos ubicados en la zona sur del país: Palena, Hornopirén, Carrera, Cochamó y Aysén. Su capacidad conjunta corresponde a sólo 0,4% de la capacidad instalada nacional.
- El Sistema Eléctrico de Magallanes: corresponde a cuatro subsistemas medianos: Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, que abastecen a las ciudades del mismo nombre. Se localiza en el extremo más austral del país. Su capacidad instalada conjunta corresponde al 0,6% de la capacidad instalada nacional.

La Tabla 1 resume la capacidad instalada a diciembre de 2007 en cada uno de los sistemas señalados arriba, desagregada en fuentes convencionales y energías renovables no convencionales (ERNC). La Figura 5 muestra detalles de capacidades instaladas para el año 2007.

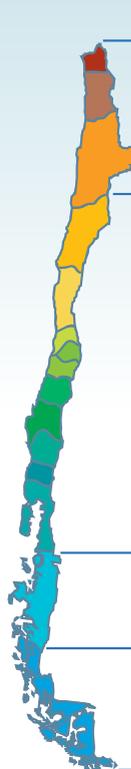
Tabla 1: Capacidad instalada en el país por sistema 2007 (en MW)

Fuente	SIC	SING	Magallanes	Aysén	Total
Hidráulica > 20 MW	4.771	0	0	0	4.771
Combustibles Fósiles	4.035	3.589	80	26	7.729
Total Convencional	8.806	3.589	80	26	12.500
Hidráulica < 20 MW	104	13	0	20	136
Biomasa	191	0	0	0	191
Eólica	18	0	0	2	20
Total ERNC	313	13	0	22	347
Total Nacional	9.118	3.602	80	48	12.847

Fuente: CNE

Una descripción de los sistemas de transmisión existentes en el país pasa por su caracterización en los dos grandes mercados o sistemas eléctricos interconectados: el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) (Ver sección 2.5).

Figura 5: Capacidad instalada por sistema eléctrico en Chile 2008



Regiones	Sistemas eléctricos nacionales	Clientes
Arica y Parinacota Tarapacá Antofagasta	Sistema interconectado del Norte Grande (SING) 3.602 MW 27,5%	Clientes regulados 10% Clientes libres 90%
Atacama Coquimbo Valparaíso Región Metropolitana Lib. Gral. Bdo. O'Higgins Maule Bío-Bío Araucanía Los Ríos Los Lagos	Sistema interconectado Central(SIC) 9.385 MW 71,5%	Clientes regulados 55% Clientes libres 45%
Aysén	Sistema de Aysén 47,8 MW 0,36%	Clientes regulados 100%
Magallanes	Sistema de Magallanes 79,6 MW 0,61%	Clientes regulados 100%

Fuente: CNE

2.3 Oferta de energía eléctrica

2.3.1 Capacidad instalada

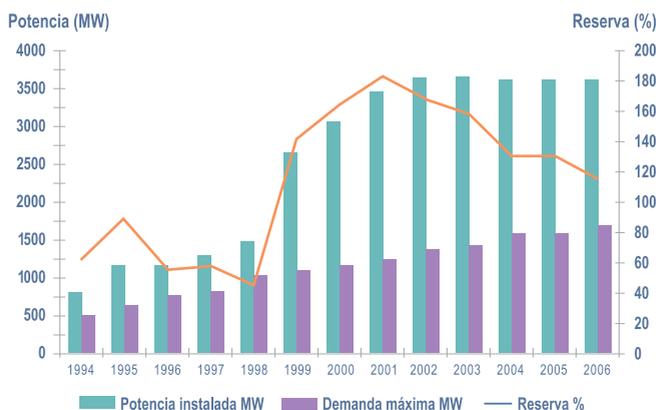
La dinámica de la evolución del sector puede ser observada en el ritmo de inversiones en generación, las que se identifican por la capacidad instalada y el margen de reserva de capacidad del sistema. Las Figuras 6 y 7 muestran esta evolución para los sistemas SIC y SING respectivamente.

Figura 6: Capacidad instalada y reserva en el SIC



Fuente: CNE

Figura 7: Capacidad instalada y reserva en el SING



Fuente: CNE

Del análisis de los gráficos queda en evidencia una baja en el nivel de las inversiones de generación observado en los últimos años. En el caso del SIC, se observa una reducción del margen de reserva en valores cercanos al 35%, lo que para un sistema de carácter hidrotérmico sugiere una vulnerabilidad en la seguridad de abastecimiento energético.

En el caso del SING, sistema térmico que presenta una sobre instalación importante a partir del año 1999, la evolución de las inversiones marca una tendencia a partir del año 2002, donde la capacidad instalada disminuye levemente. En este caso, los márgenes de reserva, si bien disminuyen año a año, siguen en niveles altos en torno al 120%.

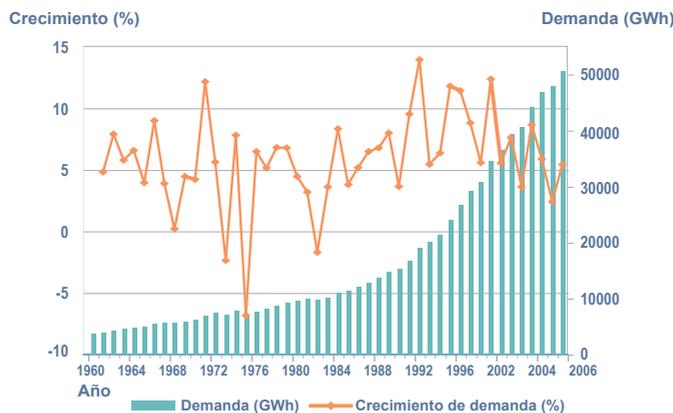
2.3.2 Energía generada

La oferta de energía en Chile es fundamentalmente a partir de centrales consideradas de tipo convencional. En términos generales, una central será convencional cuando emplea tecnologías que ya constituyen un estándar en el país y que normalmente corresponden a soluciones técnica y comercialmente maduras. En el caso de Chile: centrales termoeléctricas a carbón, ciclo combinado, motores diesel, turbinas a gas/petróleo e hidroeléctricas de gran tamaño. Como se muestra en la Figura 2, para el año 2007 la generación proveniente de centrales convencionales constituyó el 97% de la producción total de electricidad, mientras que el 3,1% restante se produjo mediante centrales renovables no convencionales. Es importante notar que de acuerdo a la reglamentación chilena, las centrales renovables no convencionales corresponden a aquellas tecnologías que se describen en la sección 4.3.

2.4 Consumo y clientes

La Figura 8 muestra la evolución de la demanda de energía eléctrica en el país y las tasas de crecimiento anual observadas en el periodo 1960-2007. Se aprecia una tasa de crecimiento promedio en torno al 5%. El comportamiento exponencial del crecimiento de la demanda de energía haría suponer un escenario de inversiones necesarias de gran monto para los próximos 20 años.

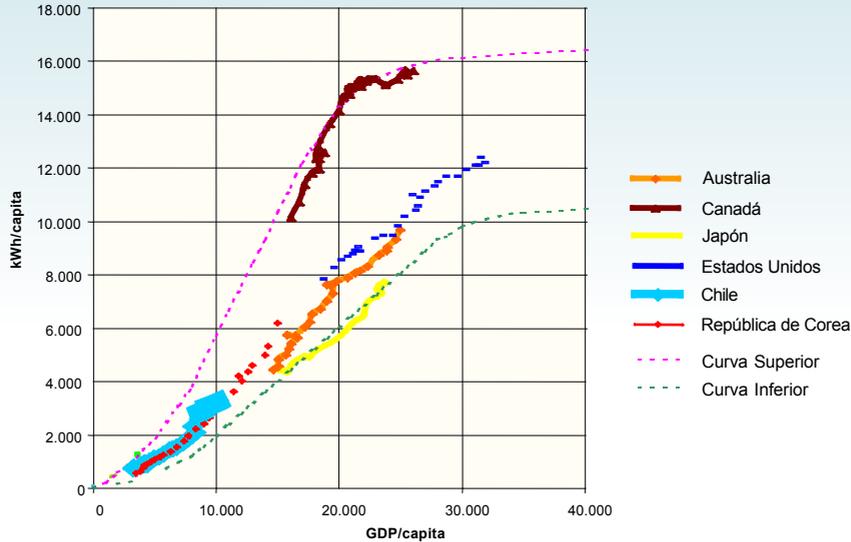
Figura 8: Demanda de energía eléctrica y crecimiento



Fuente: CNE

Sin embargo, es conveniente analizar esta tendencia en un contexto más general. La Figura 9 muestra la evolución del consumo de electricidad e ingreso per cápita para distintos países del Asia Pacífico.

Figura 9: Tendencia internacional de consumos



Fuente: APEC, L. Vargas, Universidad de Chile

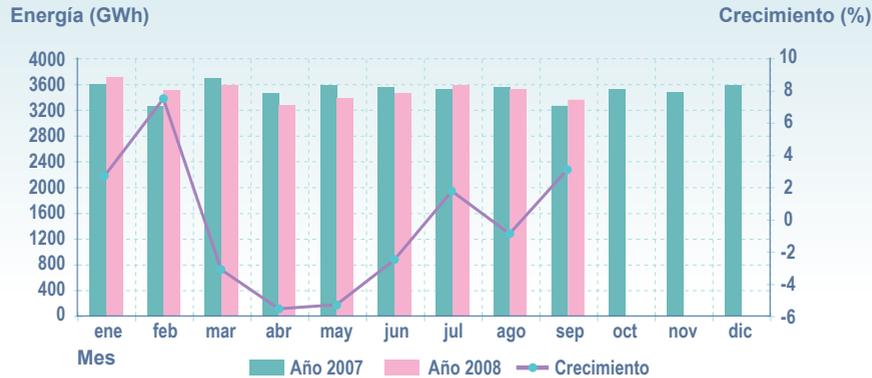
Se aprecia que la evolución de los países puede enmarcarse en dos curvas tendenciales o envolventes. Con la tendencia actual de búsqueda de mejoramiento de eficiencia de los procesos productivos y equipos eléctricos, la curva envolvente inferior parece corresponder a la mejor estimación de tendencia de evolución de los distintos países.

Este análisis global permite visualizar las tendencias en el sector eléctrico chileno con el fin de orientar decisiones de futuros inversionistas. Asimismo, este análisis sirve para dimensionar el rol de las energías renovables en la matriz energética futura.

Es importante señalar que durante el año 2008, el consumo de energía eléctrica en el SIC tuvo un crecimiento nulo respecto del año 2007, tendencia que obedece, entre otros factores, a los planes de ahorro de energía y eficiencia energética impulsados por el gobierno, con el propósito de evitar posibles racionamientos debido a la falta de gas natural en gran parte de las unidades de ciclo combinado y a condiciones hidrológicas adversas durante el principio del

año. El comportamiento descrito anteriormente se muestra en la Figura 10, en la que se observa el decrecimiento de la demanda a partir del mes de febrero, mes en el que se lanzó el plan de ahorro de energía.

Figura 10: Crecimiento de la demanda bruta mensual SIC 2007-2008



Fuente: CDEC-SIC

Los consumos eléctricos en el país se agrupan en dos segmentos principales: clientes regulados y clientes libres.

2.4.1 Cliente regulado

El cliente regulado es aquél que paga una tarifa definida por la autoridad calculada en base a una empresa distribuidora modelo que opera en forma eficiente y al precio de compra por parte de la empresa de distribución.

Este segmento está integrado por consumidores de una potencia conectada igual o inferior a 2 MW, teniendo la posibilidad aquellos de potencia entre 500 kW y 2 MW, y que están ubicados en el área de concesión de una empresa distribuidora, de optar a ser clientes libres. Estos consumidores representan, aproximadamente, un 66% del consumo total en el SIC, y aproximadamente, un 10% del consumo del SING.

En este mercado, las ventas de las compañías generadoras están dirigidas a las empresas distribuidoras, las cuales adquieren la energía a “precio de nudo” (reflejo de componente generación y transmisión). Estos precios son determinados cada 6 meses por la Comisión Nacional de Energía (CNE), sobre la base de las proyecciones de los costos marginales esperados

del sistema para los próximos 48 meses.² Sin embargo, de acuerdo a los cambios legales introducidos el año 2005, el precio de nudo a partir del año 2010 debiera estar formado por el precio resultante de licitaciones de las empresas distribuidoras, según lo establecido en la Ley 20.018 y sus reglamentos asociados.

A este precio se agrega el denominado VAD (Valor Agregado de Distribución), calculado en procesos tarifarios en base a costos medios de distribución que se realizan cada 4 años. En estos procesos, a través de modelos basados en el concepto de una empresa modelo (empresa eficiente), se estima una tarifa que permite cubrir los costos de distribución con una rentabilidad de un 10%.

En base a lo anterior, la CNE procede a fijar precios máximos a nivel de usuario final (exceptuando clientes libres), considerando tres elementos básicos:

- Un cargo fijo por conexión, independiente del tamaño y uso.
- Un cargo variable por energía consumida, que integra las componentes de costos generación-transmisión (refleja el costo marginal de suministro en el punto de retiro) y distribución (inversión más componente de pérdidas en distribución).
- Un cargo variable por energía consumida en punta (horas de punta)³.

Figura 11: Componentes de la tarifa a cliente regulado



Fuente: Elaboración propia

² En forma semestral, con ocasión de la fijación del precio de nudo, la CNE define un plan de obras indicativo para cada uno de los sistemas. Este plan se sustenta en la información entregada por los privados y en estudios de planificación. El plan de obras corresponde a un instrumento para la fijación de precios de nudo, dado que su definición junto con la optimización de la operación del sistema (mínimo costo esperado de operación y falla en el sistema), determinan los costos marginales esperados en el sistema. El plan de obras indicativo constituye un referente para el desarrollo adaptado del sistema. Sin embargo, no existe obligación de construcción de los proyectos definidos en el plan de obras.

El plan de obras se encuentra en la página de Web de la CNE (www.cne.cl) bajo la sección "Electricidad" (documento "Fijación de Precios de Nudo. Informe Técnico Definitivo").

³ Horas comprendidas entre las 18 y las 23 horas de los meses de abril a septiembre inclusive.

En base a estos elementos se estructuran tarifas reguladas que dependen del nivel de tensión y tamaño de los clientes. La figura 11 muestra la estructura general de la tarifa regulada.

Cabe señalar que la proporción entre ambas componentes puede cambiar de manera importante dependiendo de los costos de generación observados en el sistema.

2.4.2 Cliente libre

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

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

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

2.5 Sistemas de transmisión y distribución

2.5.1 Sistemas de transmisión

Los sistemas de transmisión están formados por instalaciones que permiten transportar energía eléctrica desde los centros excedentarios en generación a los deficitarios, operando en los niveles de más alta tensión. La operación en Chile se realiza bajo el estándar europeo de 50 Hz de frecuencia nominal.

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

El desarrollo histórico de los sistemas de transmisión en sus principales sistemas (SIC, SING) ha estado condicionado por sus respectivas características distintivas tanto en el ámbito geográfico, como en el económico y el comercial.

Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno

En las Figuras 12 y 13 se presenta un detalle de los sistemas de transmisión del SIC y SING, identificando el nivel de tensión de sus líneas de transmisión, centros de consumo y de generación. Asimismo, las Tablas 2 y 3 ilustran la longitud de las líneas de los sistemas interconectados del SIC y del SING por nivel de tensión.

Figura 12: Sistema interconectado SIC



Fuente: CNE [1]

Tabla 2: Líneas de transmisión SIC desde 66 kV (2006)

Tensión (kV)	Longitud aprox. (km)	Proporción (%)
500	878	10%
220	3605	39%
154	1083	12%
110	1299	14%
66	2283	25%
TOTAL	9148	100%

Fuente: CNE

Figura 13: Sistema interconectado SING



Fuente: CDEC-SING [2]

Tabla 3: Líneas de transmisión SING desde 66 kV (2006)

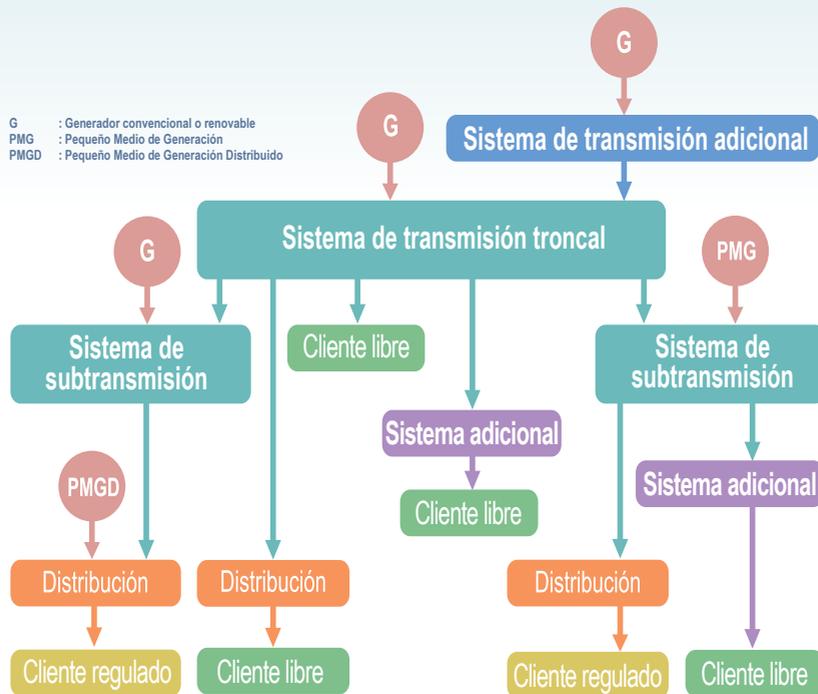
Tensión	Longitud aprox.	Proporción
(kV)	(km)	(%)
345	408	8%
220	3368	67%
110	945	19%
66	287	6%
TOTAL	5008	100%

Fuente: CNE

En las tablas no se han incluido los niveles de tensión menores a 66 kV, que también forman parte de la definición de sistemas de transmisión.

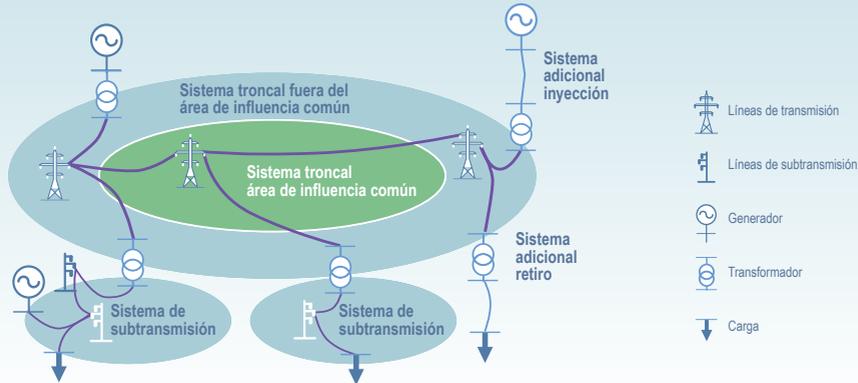
En Chile, el sistema de transmisión se divide en tres segmentos conocidos como transmisión troncal, subtransmisión y transmisión adicional, los que se muestran en las Figuras 14 y 15.

Figura 14: Clasificación de los sistemas de transporte



Fuente: Elaboración propia

Figura 15: Segmentos del sistema de transporte



Fuente: Elaboración propia

Sistema de transmisión troncal

De acuerdo a lo definido en el marco regulatorio⁴, las instalaciones que pertenecen al Sistema de Transmisión Troncal deben cumplir con las siguientes características:

- La tensión nominal de la línea de transmisión debe ser mayor o igual a 220 kV⁵.
- Que la magnitud de los flujos en estas líneas no esté determinada por el consumo de un número reducido de consumidores.
- Que los flujos en las líneas no sean atribuidos exclusivamente al consumo de un cliente, o a la producción de una central generadora o de un grupo reducido de centrales.
- Que las líneas posean tramos con flujos bidireccionales relevantes.

En la actualidad, para el SIC el sistema de transmisión troncal comprende las instalaciones energizadas a niveles de tensión superior o igual a 220 kV entre los nudos Diego de Almagro y Puerto Montt, y a su vez el área de influencia común⁶ de las instalaciones ubicadas entre las barras Quillota y Charrúa, de acuerdo a como se muestra en la Figura 16.

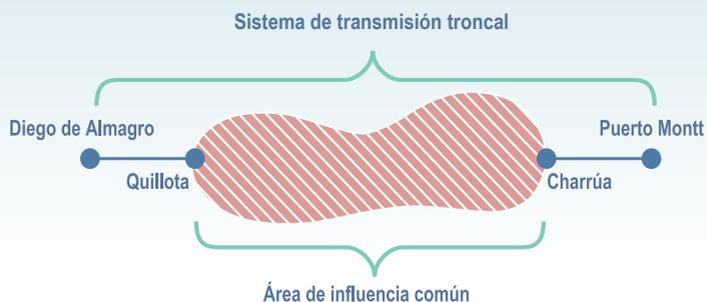
⁴ Artículo 74° DFL N° 4.

⁵ Existen algunas instalaciones energizadas en 154 kV que constituyen parte del sistema troncal.

⁶ La definición de área de influencia común se incluye en el glosario, anexo 5.

En el caso del SING, el Sistema de Transmisión Troncal fue definido en el anexo de la Ley 19.940 (Ley Corta I) y corresponde a las instalaciones comprendidas entre los nudos S/E Encuentro – S/E Crucero, es decir, involucra sólo un tramo de la red. Este tramo es un doble circuito en 220 kV con una longitud de 800 m perteneciente a la empresa Transelec Norte.

Figura 16: Sistema de transmisión troncal SIC



Fuente: Elaboración propia

Sistema de subtransmisión

El marco reglamentario⁷ del sector eléctrico establece que el sistema de subtransmisión está formado por aquellas instalaciones que están interconectadas al sistema eléctrico y dispuestas para el abastecimiento exclusivo de grupos de consumidores finales libres o regulados, ubicados en zonas de concesión de empresas distribuidoras.

Adicionalmente se especifica que las instalaciones de subtransmisión deben cumplir con no calificar como instalaciones troncales de acuerdo a lo definido en la ley, y que los flujos en las líneas no sean atribuidos exclusivamente al consumo de un cliente o a la producción de una central generadora o de un grupo reducido de centrales generadoras. En general, los sistemas de subtransmisión operan a niveles de tensión mayores a 23 kV y menores o iguales a 110 kV.

Sistemas de transmisión adicional

Por otro lado, los sistemas de transmisión adicionales son aquellas instalaciones destinadas principalmente al suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios, y por aquellas cuyo objeto principal es permitir a los generadores inyectar su producción al sistema eléctrico.

⁷ Artículo 75° del DFL N° 4.

2.5.2 Tratamiento reglamentario

En el sistema eléctrico chileno se ha introducido una desintegración vertical (separación de actividades) de tipo jurídico, contable, por lo que las empresas operadoras de los sistemas de transmisión no pueden dedicarse a actividades de generación o distribución de electricidad.

Asimismo, la reglamentación establece que las instalaciones de los sistemas de transmisión troncal y de los sistemas de subtransmisión de cada sistema eléctrico están sometidas a un régimen de acceso abierto, pudiendo ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios, a través del pago de la remuneración del sistema de transmisión.

La remuneración de los sistemas de transmisión se realiza a través de dos ingresos principales: ingreso tarifario y peajes.

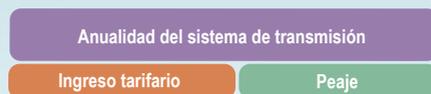
El ingreso tarifario resulta de aplicar un sistema de transferencia de energía entre las empresas de generación, a base de costos marginales en cada nodo. En otras palabras, el cobro a costo marginal realizado a los consumos (compras) en el mercado spot genera ingresos mayores a los pagos por ventas de energía realizados a las empresas generadoras (ventas). Técnicamente esto se debe a que las pérdidas óhmicas marginales en una red eléctrica son mayores a las pérdidas medias. El ingreso tarifario se traspasa a las empresas de transmisión como parte del pago de sus anualidades reconocidas en procesos tarifarios. Cabe mencionar que el ingreso tarifario también se produce en las transferencias de potencia.

Por su parte, el peaje corresponde al valor que resulta de sustraer de las anualidades, reconocidas a las empresas de transmisión en el proceso tarifario de transmisión troncal, el ingreso tarifario resultante. En términos referenciales, para un sistema de transmisión económicamente adaptado, el ingreso tarifario corresponde al 20% de la anualidad de un sistema de transmisión. La Figura 17 ejemplifica esta situación.

Debido a que este monto usualmente en la práctica no cubre los costos anuales de transmisión reconocidos en los procesos tarifarios, el monto restante, denominado peaje, es asignado a generadores y consumos de acuerdo a un esquema de prorrato basado en el uso eléctrico esperado que cada instalación hace del sistema. Este esquema tiene tratamientos diferenciados según se trate de sistemas de transmisión, subtransmisión o adicional.

No es común el uso del concepto de ingreso tarifario a nivel internacional. De hecho, en sistemas con bolsas de energía uninodales no existe este ingreso y los costos de transmisión son cubiertos, por ejemplo, a través de pagos tipo estampillado entre los distintos agentes del mercado. Asimismo, a diferencia de lo que sucede en países de Europa, este pago no depende de las relaciones contractuales que tengan generadores y consumidores. La siguiente figura resume la situación descrita.

Figura 17: Remuneración de los sistemas de transmisión



Fuente: Elaboración propia

Cabe señalar que en el pago de los peajes de transmisión participan todos los generadores, con independencia del nivel de tensión o subsistema al que éste se interconecte. El monto del pago depende del resultado de aplicar la metodología de evaluación del uso del sistema que corresponda.

2.5.3 Sistemas de distribución

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

De acuerdo a lo estipulado en el marco reglamentario, en el sector de distribución se establecen dos rangos de tensión:

- Alta tensión en distribución: definida para tensiones superiores a 400 V y hasta 23 kV.
- Baja tensión en distribución: definida para tensiones inferiores a 400 V.

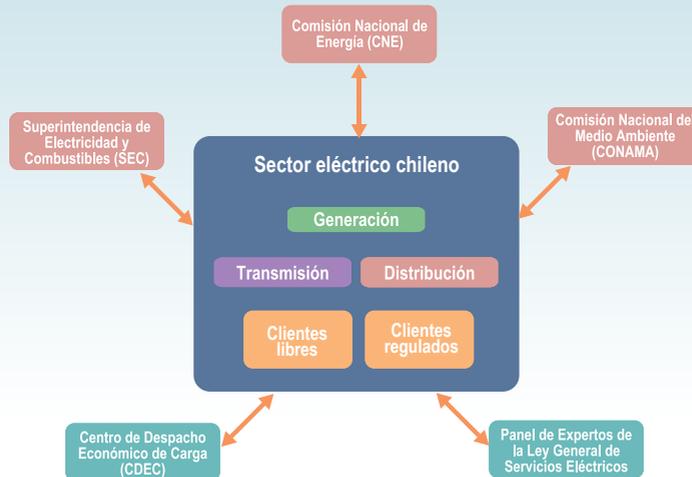
De acuerdo a lo anterior, los alimentadores de los sistemas de distribución (alta tensión en distribución) operan en diferentes tensiones comprendidas entre los rangos especificados, como por ejemplo: 12, 13,2, 15 y 23 kV. Por otro lado, las redes de distribución de baja tensión operan a 220/380 V.

Cabe señalar que los niveles de tensión utilizados en Chile difieren de los definidos en países europeos, donde los sistemas de distribución pueden llegar a tensiones de 60 kV o mayores.

2.6 Marco institucional del sector eléctrico

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. La Figura 18 muestra la interacción de los actores del sector eléctrico con las instituciones.

Figura 18: Sector eléctrico e instituciones



Fuente: Elaboración propia

Las principales instituciones ligadas al sector eléctrico chileno son:

- La Comisión Nacional de Energía (CNE)
- La Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)
- La Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA)
- El Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos
- Los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC)

2.6.1 La Comisión Nacional de Energía (CNE)

La Comisión Nacional de Energía (CNE) es un organismo fiscal, autónomo y descentralizado, creado bajo el amparo del Decreto Ley N° 2.224 del 25 de mayo de 1978.

Es la entidad encargada de elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector de energía y asesorar al gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía.

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

La dirección superior de la CNE corresponde a un Consejo Directivo integrado por un representante del Presidente de la República, quien tiene el rango de Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía y por los Ministros de Minería; de Economía, Fomento y Reconstrucción; de Hacienda; de Defensa Nacional; de la Secretaría General de la Presidencia; y de Planificación y Cooperación. Cabe mencionar que durante el año 2008 entró a tramitación al Congreso de la República un proyecto de ley que crea el Ministerio de Energía, por lo que la CNE quedaría adscrita a este ministerio.

2.6.2 La Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)

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

Es responsabilidad de la SEC fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y normativas, otorgar las concesiones provisionales de plantas productoras de gas, de centrales productoras de energía eléctrica, de subestaciones eléctricas, de líneas de transporte y de líneas de distribución de energía eléctrica, resolver conflictos, autorizar servidumbres, amonestar, aplicar multas, entre otras.

2.6.3 La Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA)

La Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA), es la institución del Estado que tiene como misión velar por el derecho de la ciudadanía a vivir en un medio ambiente libre de contaminación, la protección del medio ambiente, la preservación de la naturaleza y la conservación del patrimonio ambiental. CONAMA fue creada en 1994 por la Ley N°19.300 de Bases Generales del Medio Ambiente.

Es responsabilidad de CONAMA actuar como un servicio de consulta, análisis, comunicación y coordinación en materias relacionadas con el medio ambiente. Además, debe proponer al Presidente de la República, políticas para la gestión ambiental e informar sobre el cumplimiento de la legislación vigente. Asimismo, es la encargada de administrar el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), elaborar normas ambientales y planes de prevención y descontaminación, entre otras.

La ley contempla, además, la existencia de las Comisiones Regionales de Medio Ambiente (COREMAS). Son comisiones que se reúnen periódicamente para coordinar la gestión ambiental de la región, como sucede con la calificación ambiental de los proyectos o actividades sometidos al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental u otra decisión regional importante. Las COREMAS están integradas por el Intendente Regional, quien la preside, los Gobernadores provinciales de la región, los Secretarios Regionales de aquellos Ministerios que forman el Consejo Directivo de CONAMA, cuatro consejeros regionales, y el Director Regional de la CONAMA, que actúa como secretario.

La ley contempla, además, la existencia de un Comité Técnico de COREMA, el cual está integrado por el Director Regional de CONAMA, que lo preside, y por los directores regionales de los servicios públicos que tengan competencia en materias ambientales.

Es importante notar que al igual que en el sector energía, durante el año 2008 entró a tramitación al Congreso de la República un proyecto de ley que crea el Ministerio del Medio Ambiente.

2.6.4 Los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC)

Son órganos de derecho privado encargados de coordinar la operación del sistema eléctrico, tienen sus funciones definidas en la Ley Eléctrica y en el Reglamento aprobado por el Decreto Supremo N° 291 de fecha 4 de octubre 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 mayor posee su propio CDEC, por lo que existen el CDEC-SIC y CDEC-SING para los sistemas interconectados central y del norte grande respectivamente.

Los integrantes del CDEC corresponden a todas aquellas empresas que posean instalaciones de generación, transmisión, subtransmisión, transmisión adicional y 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:

Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno

- Empresas propietarias de centrales eléctricas, cuya capacidad instalada total sea inferior a 9 MW.
- Empresas que posean la calidad de autoproducción⁸, cuyos excedentes totales de capacidad instalada de generación sean inferiores a 9 MW.
- Empresas propietarias de instalaciones de transmisión troncal, cuyos tramos de líneas de transmisión troncal no superen, en total, los 100 kilómetros.
- Empresas propietarias de instalaciones de subtransmisión cuyos tramos de líneas de subtransmisión no superen, en total, los 100 kilómetros.
- Empresas propietarias de instalaciones de transmisión adicionales, cuyos tramos de líneas de transmisión adicional no superen, en total, 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, de acuerdo con el D.S. 291, estará conformado de la siguiente manera:

- a) 2 representantes del segmento que corresponde a los integrantes propietarios de centrales eléctricas cuya capacidad instalada total sea inferior a 300 MW.
- b) 3 representantes del segmento que corresponde a los integrantes propietarios de centrales eléctricas cuya capacidad instalada total sea igual o superior a 300 MW.
- c) 2 representantes del segmento que corresponde a los integrantes propietarios de instalaciones de transmisión troncal.
- d) 2 representantes del segmento que corresponde a los integrantes propietarios de instalaciones de subtransmisión.
- e) 1 representante del segmento que corresponde a los integrantes clientes libres abastecidos directamente desde instalaciones de un sistema de transmisión.

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

⁸ 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.

2.6.5 El 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 N° 19.940 en forma exclusiva para el sector eléctrico, con competencia acotada, integrado por profesionales expertos, cuya función es pronunciarse, mediante dictámenes de efecto vinculante, sobre aquellas discrepancias y conflictos que se susciten con motivo de la aplicación de la legislación eléctrica que le deben ser sometidas conforme a la ley y sobre las demás que dos o más empresas del sector eléctrico, de común acuerdo, sometan a su decisión.

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

2.6.6 El 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 N° 19.911, publicada en el Diario Oficial del 14 de noviembre de 2003.

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

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

2.6.7 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 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 (SEC).

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 PMGD y una empresa de distribución, es la SEC la institución encargada.



Funcionamiento del mercado eléctrico chileno

3. Funcionamiento del mercado eléctrico chileno

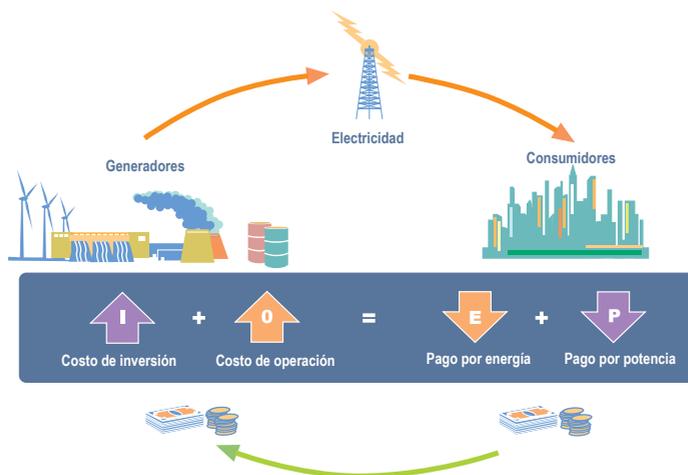
3.1 Fundamento económico del mercado eléctrico

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

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

Los segmentos de distribución y parte de la transmisión⁹ son regulados y tienen obligatoriedad de servicio y precios fijados conforme costos eficientes. En el segmento de generación se ha instaurado un sistema competitivo basado en la tarificación a costo marginal (peak load pricing), en donde los consumidores pagan un precio por energía y un precio por capacidad (potencia) asociado a las horas de mayor demanda (ver Figura 19).

Figura 19: Equilibrio financiero en el modelo marginalista



Fuente: Elaboración propia

⁹ Diferencias y una explicación acerca de los sistemas de transmisión y distribución se encuentran en las secciones 2.5.2 y 2.5.3 respectivamente.

El sistema de peak load pricing, teóricamente asegura que, cuando la estructura del parque generador está adaptada a la demanda, los ingresos por venta de energía a costo marginal de la energía (E)¹⁰, más los ingresos por venta de potencia a costo de desarrollo de la potencia de punta (P), cubren exactamente los costos de inversión (I) más los costos de operación (O) de los productores considerados en su conjunto [2].

El funcionamiento del mercado chileno para los sistemas eléctricos interconectados se caracteriza por la existencia de un mercado spot en el cual el precio de la energía eléctrica corresponde al costo marginal de corto plazo resultante del equilibrio instantáneo entre oferta y demanda. Estos sistemas eléctricos, con potencia instalada superior a 200 MW y de los cuales en Chile sólo existen dos (Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y Sistema Interconectado Central (SIC)), son operados por los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC). Los CDEC son entidades independientes, eminentemente técnicas, con participación en su directorio de los distintos agentes que operan en el mercado¹¹, cuyas funciones principales, corresponden a la coordinación de la operación, la determinación de los costos marginales de la energía y la coordinación de las transacciones económicas entre agentes.

3.2 Modelo del mercado eléctrico

Como se ha señalado y a modo de resumen, en Chile el modelo de mercado mayorista está basado en una estructura tipo pool¹² (o mancomunado) con participación obligatoria y existencia de contratos bilaterales de tipo financiero.

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

El despacho centralizado a cargo de los CDEC se basa en la entrega de costos de operación por parte de las empresas generadoras (costos susceptibles de ser auditados). Como consecuencia, se obtiene el despacho horario del sistema que corresponde a un orden de mérito¹³ en función del costo variable de operación, que da lugar a las transferencias o intercambios comerciales de energía del sistema entre las empresas antes descritas. El diseño de mercado no contempla en

¹⁰ La definición de costo marginal se incluye en el glosario de términos, ver anexo 5.

¹¹ En su etapa inicial en el directorio de los CDEC sólo participaban empresas de generación. Actualmente, la reglamentación de los CDEC incorpora a todos los agentes del mercado, mayor detalle sobre su composición actual se encuentra en la sección 2.6.

¹² Definición de pool se encuentra en el glosario de términos, ver anexo 5.

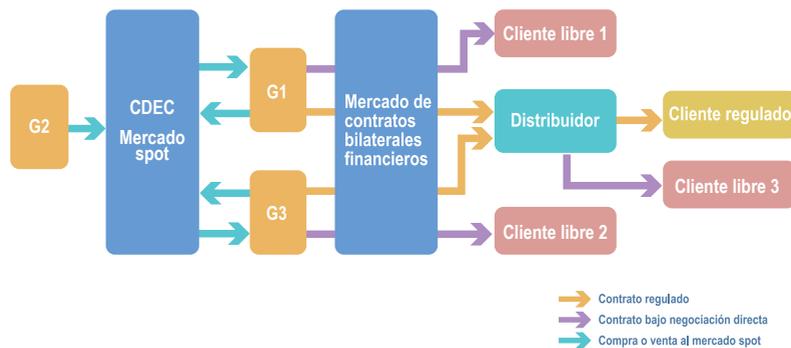
¹³ Definición de orden de mérito se encuentra en el glosario de términos, ver anexo 5.

forma explícita la figura de un comercializador. Son las empresas de generación y empresas de distribución las que ejercen este rol.

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

La Figura 20 resume las interacciones básicas que se observan en el mercado mayorista en Chile. En el caso de los contratos bilaterales financieros, las líneas rojas representan contratos que se definen mediante negociación directa y libre entre las partes (G1 con Cliente Libre 1), mientras que las líneas azules representan contratos que son regulados, por ejemplo el caso de G3 con la empresa de distribución. También es importante notar que la Figura 20 muestra que el mercado spot es cerrado a los generadores, y que pueden existir algunos de ellos cuyo negocio sea sólo ventas a este mercado, como es el caso de G2. La compra venta de los generadores en el mercado spot se representa mediante las flechas verdes.

Figura 20: Mercado mayorista chileno



Fuente: Elaboración propia

Cabe señalar que los contratos de suministro que puedan establecer una empresa distribuidora con clientes libres no forman parte del mercado spot ni del concepto de mercado mayorista antes

descrito. En el caso de la Figura 20, el contrato entre la empresa distribuidora y el cliente libre 3 no participa directamente en el mercado mayorista y sólo forma parte de las transferencias de energía y potencia a través del contrato de suministro entre la empresa distribuidora y los generadores G1 y G3.

3.3 El mercado spot

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

El mercado eléctrico chileno es del tipo pool¹⁴ obligatorio con costos de generación auditados y un mercado mayorista spot (horario) cerrado a los generadores. Este aspecto distingue el mercado chileno de aquellos basados en bolsas de energía con ofertas libres de compra y venta. La Figura 21 muestra las interacciones de los diferentes agentes en el esquema de mercado chileno. Asimismo, cabe señalar que en el mercado eléctrico chileno no existe el concepto de contratos bilaterales físicos, típico en el mercado común europeo de electricidad, donde los contratos de suministro entre agentes privados tienen el derecho a ser informados al operador del sistema y traducirse en un despacho físico. En el caso de Chile, los contratos de suministro privados sólo tienen un carácter financiero, siendo el CDEC la entidad que realiza el despacho físico hora a hora, basado en la información de costos de operación de cada una de las unidades generadoras.

El mercado eléctrico en Chile focaliza la competencia en la concreción de proyectos de generación eficientes (costos de inversión y operación) y en la buena gestión comercial de contratos bilaterales con clientes libres y regulados¹⁵. A diferencia de lo observado a nivel internacional, dado que en Chile no existe un esquema de ofertas, sino que una comunicación de los costos de generación, la definición de estrategias de ofertas para la compra y venta de energía no corresponde a un elemento crítico en el desempeño competitivo.

En el mercado mayorista¹⁶, de acuerdo a compromisos contractuales de abastecimiento, se realizan transferencias de energía y potencia entre empresas generadoras. La energía es valorada al costo marginal horario de producción, mientras que la potencia es valorada al precio de nudo de la potencia.

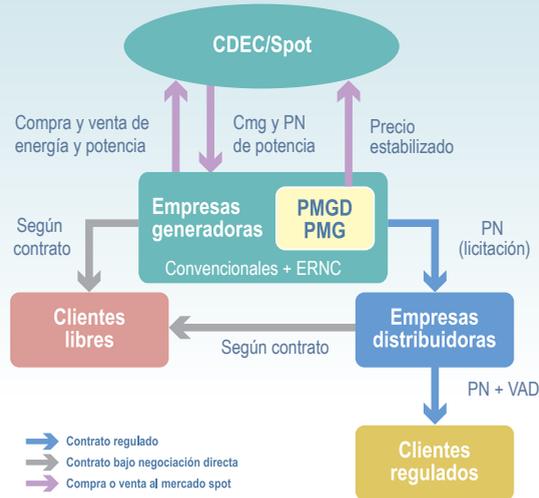
La Figura 21 muestra un esquema general del funcionamiento del mercado nacional.

¹⁴ Ibid 11

¹⁵ Los diferentes tipos de clientes se describen en detalle en las secciones 2.4.1 y 2.4.2.

¹⁶ La definición del mercado mayorista se encuentra en el glosario de términos, ver anexo 5.

Figura 21: Concepto de remuneración en el mercado eléctrico



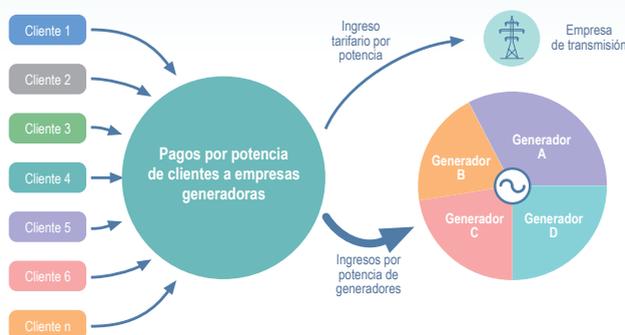
Fuente: Elaboración propia

En ella se aprecia que las empresas generadoras se relacionan con el mercado spot a través de compras y venta de energía y potencia, al costo marginal de la energía (Cmg) y precio de la potencia respectivamente. Este esquema también es aplicable a los PMG, PMGD y otros proyectos ERNC. Sin embargo, como se verá más adelante, en el caso de los PMG y PMGD también es factible acceder a un precio estabilizado en las ventas de energía (ver Reglamento del D.S. 244). A su vez, las empresas generadoras poseen contratos con los clientes libres a precios libremente pactados (clientes no regulados) y con las empresas distribuidoras a precio de nudo determinado por la autoridad (cálculo semestral de la CNE utilizando el plan de obras indicativo y estimando los costos marginales para los próximos 48 meses) para aquellos contratos de suministro suscritos en forma previa a la Ley 20.018, o bien a través de un proceso regulado de licitaciones de suministro (clientes regulados) para los contratos regidos por la Ley 20.018 (suministros a partir del año 2010). Por su parte, las empresas distribuidoras venden su energía a clientes regulados haciendo uso de las distintas tarifas reguladas para clientes finales, o bien, a clientes libres que no desean pactar libremente contratos de suministro con las empresas de generación.

Por su parte, el precio de nudo de la potencia señalado en la Figura 21 es determinado semestralmente por la autoridad como el costo de desarrollo de la tecnología más económica para dar suministro en horas de mayor demanda. A cada unidad generadora, dependiendo de

las características de su energético primario, su tasa de fallas forzadas, salidas de operación programadas y su contribución conjunta en el sistema, se le reconoce una potencia con la cual se determina su ingreso por potencia (venta de potencia). A este tipo de mecanismo se le conoce en la literatura internacional como “pago por capacidad de tipo administrativo”, ya que no es el mercado quien la determina, sino que es un organismo administrativo quien evalúa y determina precios y cantidades. En el caso de Chile, los organismos son la CNE y el CDEC respectivamente. Asimismo, cada empresa generadora, de acuerdo a sus contratos de suministro y al comportamiento de estos consumos en condiciones de demanda de punta, es responsable de realizar compras de potencia en el sistema. Las compras de potencia son transferidas por los generadores como cargos de potencia a sus clientes libres y clientes regulados. En este caso, el procedimiento es regulado. La Figura 22 resume las transferencias de potencia que se realizan entre los distintos agentes del mercado en el mercado spot.

Figura 22: Transferencias de potencia en el mercado spot



Fuente: Elaboración propia

Se aprecia que los cargos por potencia a clientes finales, teóricamente, cubren los ingresos por potencia de las centrales generadoras. La posición excedentaria o bien deficitaria de potencia de una empresa de generación dependerá de los contratos de suministro que ésta posea. A modo de ejemplo, una empresa que no posee contratos de suministro siempre será excedentaria en las transferencias de potencia, dado que no tiene obligaciones declaradas y éstas no se descontarán en su balance.

Si bien el esquema chileno de precios considera el costo de expansión a través del valor de desarrollo de la potencia de punta, igualmente contempla la remuneración de la energía al costo de falla. En efecto, el costo marginal de energía corresponde al costo de energía no suministrada durante los periodos de racionamiento, y tanto los modelos de cálculo de precios a clientes regulados, como los de planificación de la operación, incorporan el costo de la energía no suministrada al optimizar la operación del sistema.

3.4 Mercado de contratos

El mercado de contratos corresponde a un mercado de tipo financiero con contratos pactados libremente entre las partes. El mercado de contratos presenta las siguientes características:

- Los generadores pueden hacer contratos con empresas distribuidoras y clientes libres.
- Los contratos con empresas distribuidoras pueden ser para el abastecimiento de clientes regulados o para clientes libres.
- Los contratos son confidenciales, especificaciones sobre punto de suministro y cantidades deben ser informadas al CDEC para su administración.
- En el mercado de contratos se establece una obligación de suministrar y una obligación de comprar a un precio predeterminado. Normalmente las mediciones se realizan hora a hora.
- Los contratos son financieros, es decir, el generador siempre compra en el mercado spot para vender en el mercado de contratos, se encuentre o no despachado. El contrato financiero permite dar estabilidad de precio a los agentes compradores y vendedores, de acuerdo a las expectativas de la evolución de los costos marginales que cada cual tenga.
- Los clientes libres son aquellos consumidores con potencia conectada superior a 2 MW y es optativo, por al menos cuatro años, pertenecer a esta categoría si la potencia conectada es superior a 0,5 MW e inferior a 2 MW.
- Actualmente, la venta a distribuidores se realiza al precio de nudo de energía y potencia. Sin embargo, a partir del año 2010 los precios de clientes regulados quedarán establecidos a partir de los precios de energía y potencia resultantes de licitaciones públicas de suministro.
- El precio de nudo de energía corresponde al promedio de los costos marginales esperados de corto plazo, con un mínimo de 24 y un máximo de 48 meses, ajustado a una banda de precios libres¹⁷.
- El precio de nudo es calculado semestralmente por la CNE en los meses de abril y octubre.

¹⁷ Artículo 162°, DFL N° 4.

3.5 Servicios complementarios

No fue sino hasta la promulgación de la Ley 19.940 de 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 conceptos son definidos en forma explícita como:

- **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.
- **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° del DFL N° 4. 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.

Se 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. De este modo, el regulador avanza en la separación de los atributos de seguridad y suficiencia, tanto a nivel conceptual como de remuneración. (Ver también sección 6.5).



Las **ERNC** en el mercado
eléctrico chileno

4. Las ERNC en el mercado eléctrico chileno

4.1 Contexto general de las ERNC

En los últimos años han mejorado significativamente las condiciones para el desarrollo de las ERNC en Chile, lo que se está traduciendo en un creciente interés de inversionistas nacionales e internacionales en el desarrollo de estos proyectos en el país, así como en la puesta en marcha de los primeros proyectos en el SIC que usan energía eólica y biogás, y de nuevas pequeñas centrales hidroeléctricas y de biomasa.

Si bien la maduración tecnológica de muchas ERNC y el aumento de los precios de la energía son parte de estas nuevas condiciones, las medidas emprendidas por el Estado de Chile en la remoción de las barreras que limitan el desarrollo de los proyectos ENC han tenido un rol fundamental para acelerar el desarrollo del mercado asociado a esos proyectos en el país.

Dos han sido las principales líneas de acción emprendidas con ese fin: el perfeccionamiento del marco regulatorio del mercado eléctrico y la implementación de instrumentos de apoyo directo a iniciativas de inversión en ERNC.

Mediante el perfeccionamiento del marco regulatorio se busca asegurar que las reglas en las que se desenvuelve el mercado eléctrico consideren las particularidades de las ERNC, de modo que éstas se incorporen de manera armónica al mercado y sistemas eléctricos. De igual forma, persigue establecer las condiciones para materializar una cartera de proyectos ERNC que permita acelerar el desarrollo del mercado, eliminar las barreras comunes que enfrentan asociadas a la innovación y generar confianza en el mercado eléctrico respecto de este tipo de tecnología.

Si bien el perfeccionamiento del marco regulatorio continúa, un elemento fundamental para las ERNC fue la promulgación, en abril de 2008, de la Ley para el desarrollo de las ERNC (Ley 20.257). Dicha ley y otros aspectos relevantes del mercado eléctrico para las ERNC son tratados en este capítulo.

4.2 Descripción general de etapas de desarrollo de proyectos ERNC

La integración y operación de las ERNC en el mercado están condicionadas necesariamente por el diseño de mercado eléctrico en el cual se insertan. Con el fin de entender los distintos aspectos involucrados en un proyecto de generación a base de ERNC, cabe plantearse las distintas etapas y elementos que condicionan su desarrollo. De esta forma, es posible identificar los distintos criterios y elementos que deben ser considerados en cada uno de los objetivos

específicos planteados. La Figura 23 resume las etapas principales de análisis para un proyecto ERNC, de ellas el presente documento describe los aspectos relacionados con la integración y operación en el mercado eléctrico de los proyectos ERNC.

Figura 23: Etapas de desarrollo de un proyecto ERNC



Fuente: Elaboración propia

La integración al mercado reúne variados aspectos que se sustentan en las políticas sectoriales, el marco legal y reglamentario. Por una parte, considera los elementos técnicos necesarios para que un proyecto ERNC pueda inyectar energía en un sistema eléctrico interconectado (certificaciones, evaluación de impacto ambiental, permisos de construcción, pruebas, elementos de medición y protecciones). Por otro lado, la integración se refiere a los costos de conexión que puede enfrentar un proyecto, los que pueden depender de su localización (p. ej.: distribución, subtransmisión, transmisión), tipo de tecnología a utilizar (p. ej.: con o sin capacidad de regulación de sus excedentes) y de los niveles de potencia a inyectar en la red (p. ej.: excedentes menores o mayores a 9 MW). Estos elementos están estrechamente relacionados con los esquemas de remuneración definidos para los segmentos de transmisión y distribución.

La operación en el mercado se refiere al sistema de precios al que un proyecto de ERNC se verá enfrentado de manera de poder estimar sus ingresos y costos durante la operación. Interesa conocer las alternativas de comercialización de cada proyecto o bien los distintos modelos de negocio factibles de ser desarrollados. A modo de ejemplo, se requiere conocer la forma en que se determina el precio de venta de la energía, el precio de la potencia, la venta de servicios complementarios y los precios de posibles contratos. Este análisis también incluye posibles peajes que deban ser costeados en forma individual o conjunta y otros ítems de gastos, por ejemplo, los costos de administración de los CDEC, o ingresos.

A modo de ejemplo, con el fin de contrastar este proceso para distintos diseños de mercado, en un sistema basado en contratos bilaterales físicos, usual en Europa, la condición de autodespachado es una prerrogativa de los generadores que poseen contratos de suministro. Sin embargo, como se verá más adelante, en sistemas de tipo pool como el chileno, el concepto de autodespacho está restringido sólo a algunos agentes, ya que entran en conflicto con la operación a mínimo costo global del sistema.

Por último, la etapa de salida del mercado se refiere a las condiciones que debe cumplir un agente del sector para dejar de operar en el mercado eléctrico. En este ámbito, es necesario cumplir con procesos administrativos que aseguran una adecuada finalización de operaciones del proyecto ERNC o bien el traspaso de éste a otro agente del mercado.

De acuerdo a lo señalado en la Figura 23, el alcance de este documento se concentra en las etapas de integración y operación en el mercado de un proyecto ERNC. Si bien se ilustran elementos a considerar en las otras etapas, el tratamiento detallado se restringe a los dos ámbitos señalados.

4.3 Definición de medios de generación de ERNC

De acuerdo a la última modificación de la LGSE (Ley 20.257), los medios de generación renovables no convencionales (ERNC) son los que presentan cualquiera de las siguientes características:

- 1) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de la biomasa, correspondiente a la obtenida de materia orgánica y biodegradable, la que puede ser usada directamente como combustible o convertida en otros biocombustibles líquidos, sólidos o gaseosos. Se entenderá incluida la fracción biodegradable de los residuos sólidos domiciliarios y no domiciliarios.
- 2) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía hidráulica y cuya potencia máxima sea inferior a 20.000 kW.
- 3) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía geotérmica, entendiéndose por tal la que se obtiene del calor natural del interior de la tierra.
- 4) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía solar, obtenida de la radiación solar.
- 5) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía eólica, correspondiente a la energía cinética del viento.
- 6) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de los mares, correspondiente a toda forma de energía mecánica producida por el movimiento de las mareas, de las olas y de las corrientes, así como la obtenida del gradiente térmico de los mares.

Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno

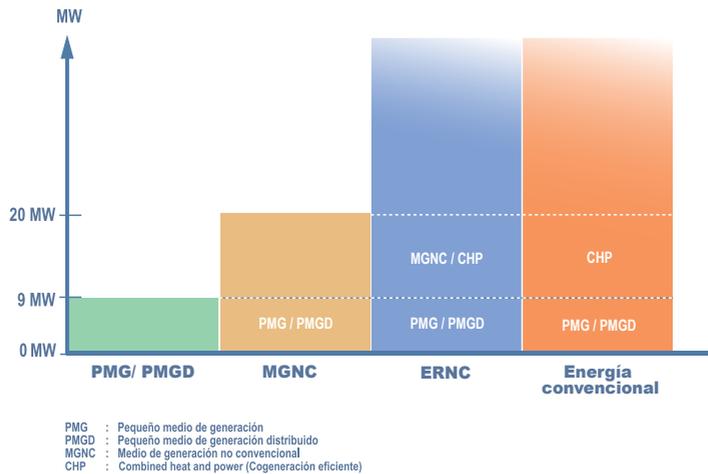
7) Otros medios de generación determinados fundadamente por la Comisión Nacional de Energía, que utilicen energías renovables para la generación de electricidad, contribuyan a diversificar las fuentes de abastecimiento de energía en los sistemas eléctricos y causen un bajo impacto ambiental, conforme a los procedimientos que establezca el reglamento.

Asimismo, se definen los siguientes conceptos:

- Energía renovable no convencional: aquella energía eléctrica generada por medios de generación renovables no convencionales.
- Instalación de cogeneración eficiente: instalación en la que se genera energía eléctrica y calor en un solo proceso de elevado rendimiento energético, cuya potencia máxima suministrada al sistema sea inferior a 20.000 kW y que cumpla los requisitos a establecerse en un futuro reglamento. En especial no se considera ERNC las instalaciones de cogeneración eficiente, a menos que utilicen biomasa como energético primario u otro energético primario de tipo renovable.

La clasificación de medios de generación renovables no convencionales, presentada en la sección anterior, agrupa un conjunto de sub-clasificaciones a las que la Ley 19.940, Ley 20.257 y el reglamento del D.S. 244 han conferido derechos y obligaciones particulares. La Figura 24 muestra en forma esquemática los distintos medios de generación y sus interrelaciones.

Figura 24: Clasificación de medios de generación renovables no convencionales



Fuente: Elaboración propia

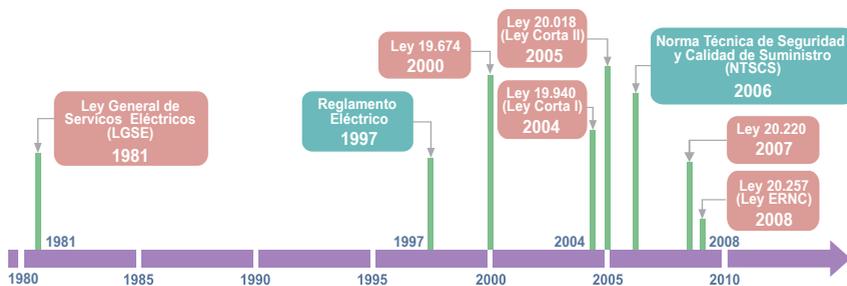
Clasificación:

- 1) **PMGD:** Medios de generación cuyos excedentes de potencia sean menores o iguales a 9.000 kW, conectados a instalaciones de una empresa concesionaria de distribución, o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público. A los PMGD se les confiere el derecho a conectarse a las redes de distribución.
- 2) **PMG:** Medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema sean menores o iguales a 9.000 kW conectados a instalaciones pertenecientes a un sistema troncal, de subtransmisión o adicional.
- 3) **MGNC:** Medios de generación cuya fuente sea no convencional y sus excedentes de potencia suministrada al sistema sean inferiores a 20.000 kW. La categoría de MGNC, no es excluyente con las categorías indicadas en los dos puntos precedentes. Esta categoría junto a los proyectos ERNC menores a 20 MW también incluye los proyectos de cogeneración eficiente a base de combustibles fósiles menores a 20 MW.

4.4 El marco regulatorio para las ERNC

El marco normativo del sector eléctrico chileno, cuyos hitos principales, en relación a las ERNC, se detallan en la Figura 25 y en el Anexo 3, en su origen no realizó una distinción normativa para las energías renovables no convencionales.

Figura 25: Cronología del proceso normativo

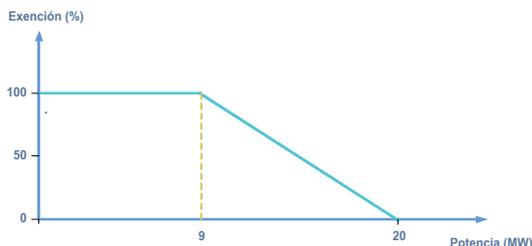


Nota: En el anexo 3 se encuentra una versión más detallada de esta figura.

Fuente: Elaboración propia

Sin embargo, las modificaciones de la LGSE, oficializadas en marzo de 2004 mediante la Ley 19.940, modificaron un conjunto de aspectos del mercado de generación eléctrica que afecta a todos los medios de generación, introduciendo elementos especialmente aplicados a las ERNC. Se abre el mercado spot y se asegura el derecho a conexión a las redes de distribución a pequeñas centrales, tamaño en el que normalmente se encuentran muchas ERNC, con lo que aumentan las opciones de comercialización de la energía y potencia de dichas centrales. Adicionalmente, se establece una exención de pago de peajes por el sistema de transmisión troncal¹⁸ para los MGNC (con un tratamiento diferenciado para unidades menores a 9 MW de las mayores a 9 MW y hasta 20 MW). Al respecto cabe mencionar que para aquellas unidades con potencia entre 9 y 20 MW, la exención de peajes se determina mediante un ajuste proporcional, siendo completa (100%) para 9 MW y nula para medios de generación con 20 MW o más. La Figura 26 muestra la aplicación de este esquema. Lo anterior, junto con ser un beneficio para esas fuentes, es un reconocimiento de una externalidad positiva debido al bajo impacto que ellas tendrán sobre los sistemas de transmisión y sobre las inversiones asociadas a su ampliación.

Figura 26: Exención del peaje troncal para medios de generación no convencional en función del excedente de potencia



Fuente: Elaboración propia

4.5 Ley de Energías Renovables No Convencionales (Ley 20.257)

El 1 de abril de 2008 entró en vigencia la Ley 20.257 que establece una obligación para las empresas eléctricas que un porcentaje de la energía comercializada provenga de fuentes ERNC¹⁹.

Las disposiciones principales de la ley son:

- 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

¹⁸ Detalles sobre la infraestructura básica del sistema de transmisión de alta tensión se muestran en la sección 2.5.2

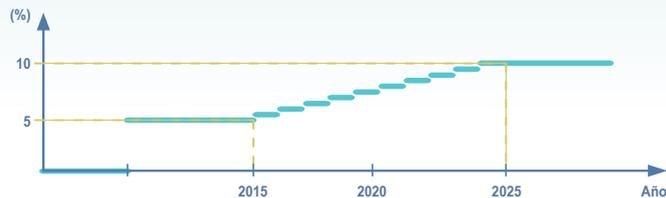
¹⁹ En la terminología internacional este modelo se conoce como un modelo de cuotas.

Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno

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, como muestra la Figura 27.

Figura 27: Obligaciones anuales establecidas en la Ley 20.257



Fuente: Elaboración propia

- La empresa eléctrica que no acredite el cumplimiento de la obligación al 1 de marzo siguiente al año calendario correspondiente, deberá pagar un cargo, cuyo monto será de 0,4 UTM²⁰ por cada MWh de déficit respecto de su obligación. Si dentro de los tres años siguientes incurriese nuevamente en incumplimiento de su obligación, el cargo será de 0,6 UTM por cada MWh de déficit.
- Esta obligación regirá a contar del 1 de enero del año 2010, y se aplicará a todos los retiros de energía para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales cuyos contratos se suscriban a partir del 31 de agosto de 2007, sean contratos nuevos, renovaciones, extensiones u otras convenciones de similar naturaleza.
- Las obligaciones pueden acreditarse con indiferencia del sistema interconectado en que se realicen las inyecciones (SIC o SING), es decir, una empresa que suministra energía en el SIC puede usar ERNC producida en el SING para fines de acreditación, para lo cual la ley establece la coordinación necesaria de los CDEC.

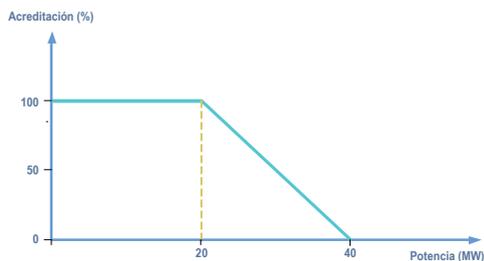
²⁰ Valor de la UTM en agosto de 2008 es de \$ 36.183, equivalente a US\$ 69,6. Por lo que 0,4 UTM/MWh equivalen a US\$ 27,8/MWh. El valor mensual de la UTM se encuentra disponible en línea en www.sii.cl/pagina/valores/utm/utm2008.htm

Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno

- Cualquier empresa eléctrica que exceda su obligación de inyecciones de energía renovable no convencional podrá convenir el traspaso de sus excedentes a otra empresa eléctrica, los que podrán realizarse incluso entre empresas de diferentes sistemas eléctricos.
- Es importante notar que el cumplimiento de esta ley sólo es válido para ERNC producida por instalaciones que se hayan conectado al sistema a partir del 1 de enero de 2007.
- Sólo para los efectos de la acreditación de la obligación establecida en la ley, se reconocen también parte de las inyecciones provenientes de centrales hidroeléctricas cuya potencia máxima sea igual o inferior a 40 MW, aún cuando los proyectos hidroeléctricos superiores a 20 MW no son definidos como ERNC en la ley. Este reconocimiento corresponde a un factor proporcional que es nulo para potencias iguales o mayores a la potencia señalada.

La siguiente figura resume el esquema aplicable:

Figura 28: Mecanismo de acreditación de excedentes para unidades hidráulicas



Fuente: Elaboración propia

Cabe señalar que la acreditación de ERNC no se limita a proyectos menores a 20/40 MW y que las centrales hidráulicas constituyen un caso de tratamiento particular. A modo de ejemplo, para un parque eólico de 100 MW, el reconocimiento es para el total de la energía inyectada al sistema.

Las leyes y los reglamentos asociados a este proceso se traducen en señales de precio que siguen los tomadores de decisión en el mercado eléctrico. Consecuentemente, señales de precios eficientes permiten crear condiciones para atraer inversiones en proyectos de energías renovables no convencionales, lo que se convierten en elementos distintivos para este tipo de proyectos.

Finalmente, es importante notar que los elementos introducidos por la Ley 20.257 crean una demanda por energía renovable no convencional dentro del sector eléctrico con lo que se introducen nuevos intercambios económicos entre las empresas a nivel del mercado mayorista.

El texto entero de la Ley 20.257 se encuentra en el Anexo 1.



5

Integración al mercado de ERNC

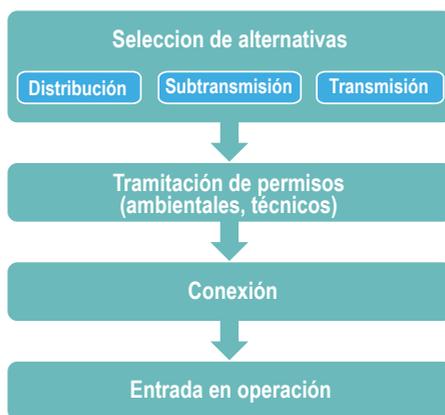
Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno

5. Integración al mercado de ERNC

En el presente capítulo se trata la temática relacionada a la integración al mercado de las ERNC. Cabe señalar que en su mayoría, los temas abordados en esta fase son de carácter técnico. Inicialmente se describirán las diferentes alternativas de integración de las que se dispone para participar en el mercado. Para ello se consideran las disposiciones legales vigentes, las obligaciones de una participación en el mercado, eventuales tratamientos preferenciales y sus respectivas justificaciones. Estas alternativas hacen, asimismo, referencia al nivel de tensión de la red (distribución en tensiones menores o iguales a 23 kV, subtransmisión o transmisión, en tensiones superiores a 23 kV) al cual se gestione la conexión de un proyecto ERNC. Una vez se identifica el lugar de conexión del proyecto, se describen los procedimientos necesarios para permitir la operación del generador ERNC. Finalmente, se trata la temática de los costos de conexión aplicables a los proyectos, que de igual manera a como ocurre con los procedimientos y la normativa técnica asociada depende del sitio de conexión.

La Figura 29 muestra las correspondientes etapas consideradas en el proceso de integración al mercado de ERNC, estas etapas se describen en detalle en las siguientes secciones de este capítulo.

Figura 29: Etapas de integración al mercado



Fuente: Elaboración propia

5.1 Alternativas de integración a un sistema eléctrico

La integración a los sistemas eléctricos parte por la identificación del tipo de subsistema en el cual se pretende lograr la conexión del proyecto ERNC. De acuerdo a la reglamentación vigente esto corresponde a seleccionar si la conexión se hará a nivel de distribución o en los sistemas de transmisión.

Es importante notar que la normativa técnica aplicable a la conexión y operación del generador ERNC difiere según sea el sistema de conexión seleccionado. La Figura 30 muestra la normativa aplicable al proyecto ERNC en función de si su conexión es en un sistema de distribución o en transmisión. En este contexto, y dado el alcance de este capítulo, se muestran las normas y/o reglamentos²¹ de aplicación para tres etapas que son: estudio de impacto ambiental, conexión al sistema eléctrico y operación en el sistema.

Por lo tanto, si el proyecto ERNC pretende la conexión a un sistema de distribución, la normativa aplicable es la Norma Técnica de Conexión y Operación en media tensión (NTCO). Si por el contrario, la conexión es a sistemas de transmisión, la normativa técnica aplicable es la que se encuentra en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSCS). Una clara distinción entre los sistemas de distribución y los otros se logra identificando el voltaje de operación de la red, ya que las redes de distribución son todas aquellas que operan a voltajes menores o iguales a 23 kV. No obstante, en el capítulo 2 se presentan distinciones más detalladas de los sistemas entre sí.

Figura 30: Normativa aplicable en función del sector de conexión

	Sector de conexión	
	Distribución 0,4 kV < V <= 23 kV	Subtransmisión Transmisión 23 kV < V <= 500 kV
Operación	NTCO DS 244	NTSCS DS 327
Conexión	NTCO DS 244	NTSCS DS 327

Fuente: Elaboración propia

²¹ Los reglamentos y normas aludidas se encuentran disponibles en forma pública en el sitio web de la CNE.

5.2 Tramitación de permisos técnicos

Los procedimientos y trámites necesarios para gestionar la entrada en operación de un proyecto ERNC se especifican en la reglamentación señalada en la sección 4.2. De acuerdo con lo descrito más arriba, el procedimiento de conexión y el permiso para entrar en operación dependen del sistema en el cual se conecte el generador ERNC.

5.2.1 Conexión a redes de distribución

La Figura 31 muestra el procedimiento de conexión y puesta en servicio de un PMGD, sin ser necesaria una distinción entre ERNC y convencional. Este procedimiento se puede diferenciar en dos fases principales. Estas fases se describen a continuación:

Fase 1

Un interesado en conectar un PMGD a la red de media tensión de un sistema de distribución deberá informar por escrito su intención a la respectiva empresa distribuidora, adjuntando los antecedentes establecidos en la reglamentación vigente. Dichos antecedentes deben ser entregados llenando la “Solicitud de Información de las Instalaciones”. Una copia del formulario de solicitud de información con los antecedentes completos deberá ser remitida por el interesado a la SEC.

La empresa distribuidora proporcionará al interesado los antecedentes de sus instalaciones de distribución que resultan relevantes para el diseño y la operación del PMGD que solicita la conexión al sistema de distribución dentro de un plazo máximo de 15 días. Dichos antecedentes deberán contener:

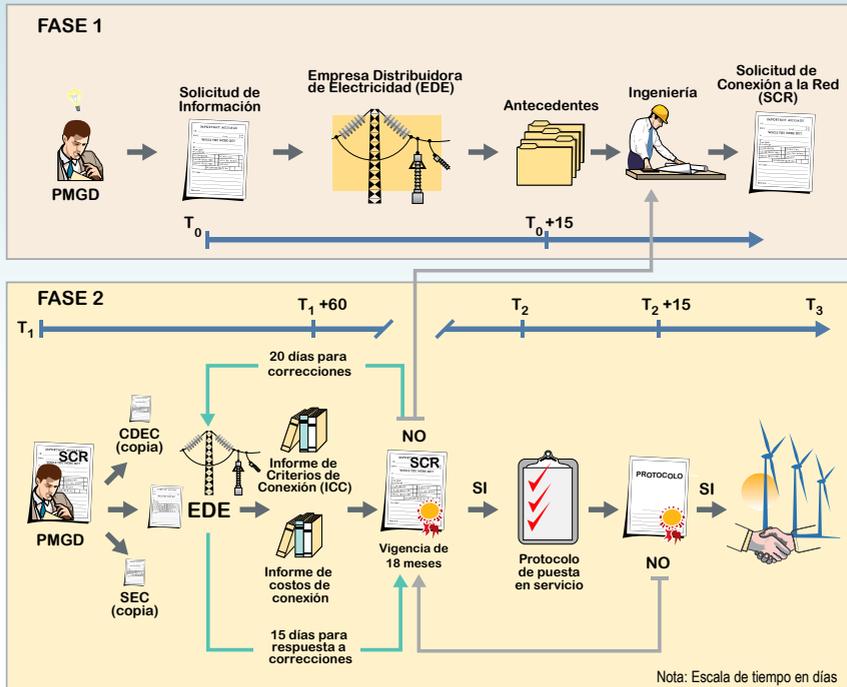
1. Plano geo-referenciado mostrando la identificación, características técnicas a lo largo del trazado y la ubicación de los puntos singulares del alimentador de distribución.
2. Los puntos singulares mínimos a identificar son: equipos de maniobra, equipos de interrupción, equipos de compensación, puntos de derivación, puntos donde se ubican otros equipos de protección, control y comunicaciones, y puntos de conexión de los usuarios del sistema de distribución (SD).
3. Las secciones y tipos de conductor existentes en cada segmento del trazado de la red de media tensión.
4. La demanda de diseño del alimentador en la cabecera.

5. Los proyectos de inversión relevantes que afectarán la información proporcionada sobre el alimentador, incluyendo ampliaciones o modificaciones de éste, para un horizonte de 18 meses, a partir de la fecha de solicitud de los antecedentes.
6. La capacidad de cortocircuito de la subestación que abastece al alimentador, calculada considerando las ampliaciones o modificaciones previstas en el número anterior.

Una vez recibida la información de la empresa de distribución, el interesado puede desarrollar la ingeniería de su proyecto. Concluida la determinación del punto de conexión al sistema y el desarrollo de la ingeniería respectiva, el interesado en el proyecto elaborará la Solicitud de Conexión a la Red (SCR). La SCR deberá contener como mínimo:

1. Plano de ubicación de las instalaciones, incluyendo la designación y límites del terreno.
2. Disposición y diagrama unilineal de todas las instalaciones eléctricas, con los datos de los equipos considerados, incluyendo posibles líneas y subestaciones en media tensión, de unión con el cliente mismo, longitudes de cables y líneas, esquemas de subestaciones.
3. Datos eléctricos de los transformadores que se emplearán en la conexión al SD.
4. Descripción de las protecciones, especificando tipo, fabricante, conexión y funciones.
5. Corriente de cortocircuito en el punto de conexión al SD de media tensión.
6. Descripción del tipo y forma operativa de la máquina motriz, generador y eventualmente inversor o convertidor de frecuencia, así como de la forma de conexión al SD, incluyendo hojas de datos y protocolos de pruebas.
7. En el caso de inversores y convertidores de frecuencia: protocolos de pruebas o antecedentes similares sobre las armónicas superiores e intermedias esperadas. En el caso de centrales eólicas: certificados, protocolos de pruebas o antecedentes similares sobre las características eléctricas.
8. Informe acerca del impacto del PMGD en el punto de repercusión asociado.
9. Información sobre controladores de frecuencia y voltaje, con sus rangos de operación, y del sistema de control y protecciones.

Figura 31: Procedimiento de conexión y puesta en servicio de un PMGD



Fuente: Elaboración propia

Fase 2

Elaborada la Solicitud de Conexión a la Red (SCR), el interesado deberá presentarla ante la empresa distribuidora respectiva. Copia de la SCR deberá ser enviada a la SEC y al CDEC que corresponda dentro de los 3 días siguientes a su presentación ante la empresa distribuidora.

En un plazo máximo de dos meses contados desde la fecha de presentación de la SCR por parte del interesado, la empresa distribuidora deberá remitir, con copia a la SEC, los siguientes informes:

- ICC (Informe de Criterios de Conexión), donde manifieste el acuerdo o desacuerdo con lo consignado en la SCR presentada por un interesado o propietario de un PMGD. Este informe deberá contener los antecedentes técnicos que sustentan la posición de la empresa distribuidora.
- Adicionalmente, la empresa distribuidora podrá emitir un informe de costos de conexión, en el caso que desee justificar que los costos adicionales en las zonas adyacentes al PMGD son mayores a los ahorros por la operación de un PMGD.

En la elaboración de los informes anteriores, la empresa distribuidora deberá considerar en todo momento los requerimientos necesarios para mantener los estándares de calidad de suministro en su red.

En caso de la no aceptación de la SCR por parte de la empresa distribuidora, el usuario deberá seleccionar otro punto de conexión y realizar una nueva ingeniería del proyecto. Si por el contrario existe disconformidad del interesado con los informes de la distribuidora, éste podrá presentar una solicitud de correcciones a dichos informes, en la cual incluya los antecedentes que fundamentan su disconformidad. Dicha solicitud deberá ser remitida tanto a la empresa distribuidora como a la SEC, en un plazo máximo de 20 días de recibidos los informes de parte de la empresa distribuidora. La empresa distribuidora deberá responder a la SCR en un plazo no superior a 15 días corridos desde la fecha de su recepción, junto con el ICC y el informe de costos de conexión, los cuales deberán incorporar todas las modificaciones efectuadas a partir de los antecedentes presentados en la mencionada solicitud de correcciones.

En el caso de ser aceptada la SCR, ésta tendrá una vigencia de 18 meses contados desde la recepción del ICC por parte del interesado o propietario de un PMGD.

Antes del inicio de la operación sincronizada del PMGD, se deberá efectuar el Protocolo de Puesta en Servicio, el que se refiere al conjunto de pruebas de carácter técnico necesarias para aprobar la puesta en servicio de las instalaciones. Éste será remitido a la empresa distribuidora para su evaluación, la que deberá dar su conformidad en un plazo máximo de 15 días corridos desde la recepción del mismo.

Una vez realizado el Protocolo de Puesta en Servicio, definido en la NTCO, la empresa distribuidora podrá postergar la conexión del PMGD al SD en caso de que se verifique un incumplimiento de los antecedentes consignados en la SCR, sólo hasta que se corrija la situación que justifica la postergación. En caso de no adoptar la postergación señalada, la empresa respectiva lo comunicará por escrito al propietario del PMGD, con copia certificada a la SEC, indicando los elementos o sistemas que se encuentran en disconformidad de acuerdo a lo establecido en el protocolo.

Previo a la entrada en operación del PMGD, el propietario del PMGD deberá enviar a la SEC una copia del Protocolo de Puesta en Servicio, aceptado por la empresa correspondiente. Una vez cumplido lo anterior, el PMGD podrá iniciar su operación.

5.2.2 Conexión al sistema de transmisión

De acuerdo a lo que establece la Ley, las instalaciones de los sistemas de transmisión troncal y de los sistemas de subtransmisión de cada sistema eléctrico están sometidas a un régimen de acceso abierto, pudiendo ser utilizadas por terceros, bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios, a través del pago de la remuneración del sistema de transmisión.

En los sistemas adicionales sólo estarán sometidas al régimen de acceso abierto aquellas líneas que hagan uso de servidumbres y las que usen bienes nacionales de uso público, como calles y vías públicas, en su trazado. El transporte por estos sistemas se rige por contratos privados entre partes, y conforme a lo dispuesto en las disposiciones legales pertinentes.

De acuerdo con la reglamentación vigente, toda unidad generadora deberá comunicar por escrito su interconexión al sistema, con una anticipación mínima de 6 meses, tanto a la CNE como al CDEC correspondiente. Adicionalmente, las obras de generación no pueden entrar en servicio hasta que se comunique con quince días de anticipación a la SEC. En dicha comunicación se deberá indicar al menos, una descripción general de las obras que se ponen en servicio, una relación de los principales equipos y materiales, sus características técnicas y la indicación de si son nuevos o reacondicionados.

Los requisitos de diseño e información a entregar por parte de los generadores se describen en detalle en la NTSCS, los que son válidos para cualquier medio de generación que se integre a un sistema eléctrico. Cabe señalar que a partir del año 2006, los contenidos de esta norma reemplazaron en buena medida las definiciones establecidas en el Reglamento Eléctrico D.S. 327 utilizado en el sector desde el año 1997.

5.3 Costos de conexión

En términos generales, como parte de un proyecto de generación debe considerarse un ítem de costos de conexión relacionado con los equipos de transmisión, subestación, sistemas de protección, control y medida. Estos equipos son los necesarios para inyectar la energía de la planta de generación a un sistema eléctrico en condiciones seguras que respete los requerimientos técnicos mínimos establecidos en los reglamentos y normas (plazos, exigencias mínimas para diseño de instalaciones, estándares de seguridad y calidad de servicio, habilitación y monitoreo de instalaciones). Estos costos forman parte del proyecto y los montos asociados dependen de cada proyecto en particular.

Adicionalmente, en el caso de las conexiones a redes de distribución, la normativa contempla posibles costos de conexión que se detallan a continuación.

5.3.1 Costos de conexión a redes de distribución

El texto normativo que regula esta materia, la que se refiere a los PMGD, es el DFL N° 4 de 2007 en su artículo 149°, que señala en su quinto inciso:

“Los concesionarios de servicio público de distribución de electricidad, así como aquellas empresas que posean líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público, deberán permitir la conexión a sus instalaciones de distribución correspondientes de los medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico no superen los 9.000 kilowatts, sin perjuicio del cumplimiento de las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes. Las obras adicionales que sean necesarias para permitir la inyección de dichos excedentes de potencia deberán ser ejecutadas por los propietarios de los sistemas de distribución correspondientes y sus costos serán de cargo de los propietarios de los medios de generación indicados, conforme a las modalidades que establezca el reglamento. Para el cálculo de estos costos se considerarán tanto los costos adicionales en las zonas adyacentes a los puntos de inyección, como los ahorros de costos en el resto de la red de distribución, conforme a los procedimientos que para ello establezca el reglamento. El valor de estas instalaciones adicionales no se considerará parte del valor nuevo de reemplazo de la empresa distribuidora correspondiente”.

Proyectos conectados a los sistemas de distribución con potencia mayores a 9 MW se rigen por la normativa general, no constituyendo una obligación de conexión por parte de la empresa de distribución.

El reglamento del D.S. 244, por su parte, establece la metodología correspondiente a lo indicado por la ley y los procedimientos de detalle se especifican en la NTCO.

En términos generales, se puede señalar que la metodología consiste en un análisis caso a caso que, de acuerdo al procedimiento general detallado en la sección anterior, se puede resumir como sigue:

- El PMGD interesado presenta una solicitud de información a la empresa distribuidora a la cual desea conectarse.
- La empresa distribuidora entrega la información en un plazo determinado.
- El PMGD presenta una solicitud de conexión a la red, SCR, con los antecedentes de su proyecto.
- La distribuidora emite un Informe de Criterios de Conexión y en caso de estimar que los ahorros introducidos por el PMGD son inferiores a los costos, debe emitir un informe de costos de conexión que incluya:

- a) Costo fijo por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independientes de su consumo.
 - b) Pérdidas medias de distribución en potencia y energía.
 - c) Costos estándares de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución.
- Si, como resultado del estudio de costos de conexión, se establece que los costos son superiores a los ahorros, la empresa distribuidora debe proponer al propietario del PMGD alternativas de pago de los costos no cubiertos por los ahorros.
 - El PMGD puede presentar su disconformidad solicitando fundadamente correcciones al informe de costos.
 - La empresa distribuidora debe responder la solicitud de correcciones.
 - En caso de persistir discrepancias, éstas son resueltas por la SEC.

Cabe señalar que los costos y ahorros de los que trata el informe de costos de conexión deben estar basados en los criterios y períodos de evaluación establecidos para empresas modelo en el cálculo del Valor Agregado de Distribución (VAD), considerando las inyecciones esperadas del PMGD. Asimismo, el valor de las instalaciones adicionales que se requieren para la conexión del PMGD no se considera parte del valor nuevo de reemplazo de la empresa distribuidora correspondiente.

En la elaboración de los informes, la empresa distribuidora, cualquiera sea su condición, debe considerar en todo momento los requerimientos necesarios para mantener los estándares de calidad de suministro en su red.

5.3.2 Costos de conexión a un sistema de transmisión

La normativa vigente no contempla costos de conexión a los sistemas de transmisión. Los costos imputables a un proyecto de generación se establecen en los peajes que éste debe pagar por el uso de los sistemas de transmisión. Sin embargo, las instalaciones de transmisión entre el proyecto de generación y el sistema son de responsabilidad y costo de los propietarios de los proyectos de generación. Además, cabe mencionar que los CDEC definen un conjunto de requerimientos técnicos necesarios para la integración de nuevas fuentes de generación, lo que puede traducirse en ampliaciones de los sistemas de transmisión, los que serán de cargo de todos los usuarios a través del esquema de peajes en caso de que estén contempladas como obras necesarias de expansión de los sistemas de transmisión troncal y de los sistemas de

subtransmisión. En el caso de los sistemas de transmisión adicional, sus ampliaciones son objeto de negociación entre el propietario y el usuario.

Asimismo, la participación en el mercado eléctrico requiere por parte de las empresas eléctricas de aportes al financiamiento de los CDEC. Sin embargo, ciertas empresas eléctricas, por ejemplo cuya capacidad instalada total sea inferior a 9 MW o cuyos tramos de líneas de transmisión no superen, en total, los 100 kilómetros, podrán abstenerse de ejercer su derecho a integrar el CDEC y, por lo tanto, no concurren a su financiamiento.

Además, independientemente de la participación en el mercado eléctrico, las empresas eléctricas de generación, transmisión y concesionarias de servicio público de distribución de energía eléctrica deben financiar los costos de funcionamiento del Panel de Expertos.



Operación comercial en el mercado

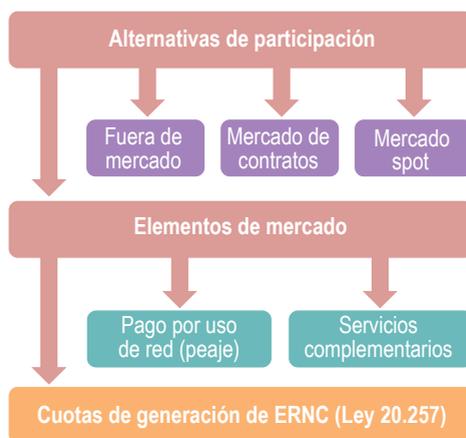
Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno

6. Operación comercial en el mercado

La operación en el mercado de un proyecto ERNC se rige por las condiciones generales aplicables a cualquier medio de generación y descritas en el capítulo 2. Basado en esta descripción general, a continuación se entregan en mayor detalle las distintas alternativas de comercialización para un proyecto ERNC.

Los aspectos técnicos de la operación en un mercado eléctrico están cubiertos a través de los reglamentos y normas técnicas de los segmentos respectivos. En el caso de los sistemas de transmisión, la NTSCS define los requerimientos de operación y medición de las unidades generadoras. En los niveles de media tensión, la NTCO se enfoca en los aspectos operativos y de coordinación de los PMGD. Para los niveles de baja tensión, no existe una normativa específica. Sin embargo, la NSEC4 entrega lineamientos generales a este respecto.

Figura 32: Elementos constitutivos de la operación en el mercado



Fuente: Elaboración propia

La Figura 32 muestra un diagrama esquemático relacionado con los elementos que se consideran en la operación en el mercado. En primer lugar, se presentan las diferentes alternativas de participación entre las que sobresalen las tres básicas: fuera de mercado, mercado spot y mercado de contratos. Existen otras alternativas que se constituyen, en grandes rasgos, como una mezcla de las alternativas previamente citadas. En cuanto a la alternativa fuera de mercado,

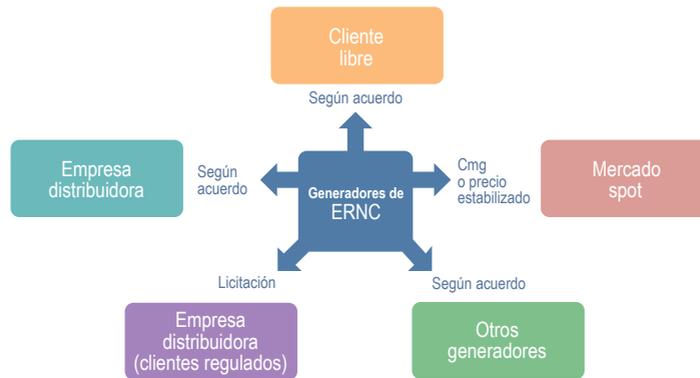
ésta hace referencia a la negociación directa entre un pequeño generador ERNC y la empresa de distribución, sin formar parte en forma directa en el mercado spot o de contratos. Asimismo, la representación en el mercado spot de un ERNC por parte de una empresa eléctrica de generación es, en términos comerciales para el proyecto ERNC, considerada dentro de esta categoría.

Como segunda etapa se muestran elementos propios de la participación en el mercado entre los que resaltan el pago por el uso de la red (peajes) y los servicios complementarios (SSCC). Finalmente, se hace referencia a otros elementos a considerar en la operación de mercado de un proyecto, como lo son las cuotas de generación ERNC (establecidas en la Ley 20.257).

6.1 Descripción general de alternativas de comercialización

La Figura 33 muestra en términos generales las diferentes alternativas de interacción comercial que posee un ERNC. De igual manera, se muestra el tipo de acuerdo que se logra, por ejemplo, con clientes libres se establecen contratos acordados entre las partes mientras que en el caso del mercado spot, las transacciones se realizan a costo marginal o precio estabilizado.

Figura 33: Alternativas de interacción comercial de un ERNC



Fuente: Elaboración propia

Lo anterior da lugar a distintos modelos de negocio para proyectos ERNC en el mercado eléctrico chileno, los que consideran:

- Venta de energía y potencia, a través del CDEC, en el mercado spot (al precio marginal instantáneo para energía y al precio de nudo de la potencia) a otras empresas de generación.

- Venta de energía y potencia, a través del CDEC, en el mercado spot a precio estabilizado (corresponde al precio de nudo de las inyecciones) para energía y al precio de nudo de la potencia a otras empresas de generación.
- Venta de energía y potencia a una empresa distribuidora que participa en una licitación, donde el precio de energía corresponde al estipulado en el contrato y el precio de potencia, al precio de nudo de la potencia vigente en el momento de la licitación.
- Venta de energía y potencia a una empresa generadora en un contrato de largo plazo a precios a convenir para energía y potencia.
- Venta de energía y potencia a un cliente libre en un contrato de largo plazo a precios a convenir para energía y potencia.

A continuación, se describen en mayor detalle distintas alternativas de modelos de negocio.

6.1.1 Mercado spot

Consistentemente con lo señalado en el capítulo 3 (sección 3.3), el mercado spot es el mercado por defecto de todo generador que entra al sistema chileno. En este mercado, solamente tranzan energía las empresas generadoras. Sus principales características son:

- En este mercado cada generador vende o compra energía dependiendo del despacho de sus unidades generadoras y de los contratos (de suministro), sin que medie un acuerdo entre ellos.
- Solamente los generadores participan en este mercado.
- Las compras y ventas de energía se realizan al costo marginal (horario) de corto plazo en la barra o nodo correspondiente donde se efectúe el retiro de energía (para los consumos) o las inyecciones de los generadores.
- El costo marginal se caracteriza por su volatilidad.
- Las compras y ventas de potencia se realizan al precio de nudo de potencia en la barra correspondiente.
- El precio de nudo de potencia es calculado semestralmente por la CNE en abril y octubre. De acuerdo a la teoría marginalista, este precio se basa en el costo de inversión y costos de operación y mantenimiento (O&M), requeridos para una unidad generadora capaz de entregar potencia al sistema en condiciones de demanda máxima.

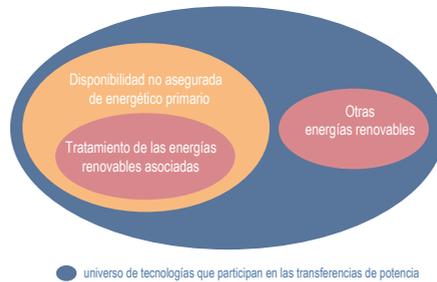
- Los generadores venden toda su energía producida y potencia reconocida en el mercado spot en la barra o nodo de inyección.
- Los generadores compran (energía y potencia) en el mercado spot para abastecer sus contratos en la barra o nodo de suministro.
- Las transacciones del mercado spot son calculadas mensualmente por los CDEC, una vez conocidos los valores reales de la operación.

6.1.2 Venta de potencia en el mercado spot

El pago por capacidad (o potencia) corresponde a un instrumento de estímulo de la suficiencia en el mercado eléctrico, que además es coherente con el esquema de tarificación marginalista en dos partes, donde se diferencia los precios del periodo de punta de los precios en el resto del tiempo. Así, en el caso de la electricidad una parte del precio, la energía, está asociada a los costos variables de producción y es cargado por unidad de consumo. La otra parte, la capacidad o potencia, es un cargo por la disponibilidad para dar el servicio, la cual es posible mediante la instalación de capacidad. De esta manera, el cargo por capacidad incluye los costos de proveerla, lo que corresponde a los costos fijos de capital, y es asignado entre los consumidores que demandan en la punta.

El tratamiento de las energías renovables no está descontextualizado del esquema general con que un sistema o país aborda los pagos por potencia o capacidad, con los requerimientos de suficiencia y seguridad asociados. La Figura 34 ejemplifica esta situación, donde se distinguen aquellas tecnologías o plantas de generación sin disponibilidad asegurada de su energético primario en el período de análisis, por ejemplo, la energía eólica, o bien, combustibles fósiles que muestren problemas en su suministro. Sin embargo, pueden existir fuentes renovables, como la biomasa o geotermia, que no estén afectadas por este criterio al interior de un esquema determinado.

Figura 34: Esquema de tratamiento de energías renovables según pagos por capacidad



Fuente: Elaboración propia

Dado que el D.S. 62 de 2006, que reglamenta las transferencias de potencia entre las empresas generadoras, no es aplicable a la fecha, en el Anexo 4 se describen las metodologías de cálculo para determinar la Potencia Firme (actual) y la Potencia de Suficiencia (D.S. 62, futuro). De esta forma, se busca mostrar los elementos centrales que deben ser considerados para el cálculo de los ingresos por potencia de una unidad generadora de un proyecto ERNC.

6.1.3 Mercado de contratos

De acuerdo a lo descrito en la sección 3.4, el mercado de contratos corresponde a un mercado de tipo financiero con contratos privados pactados libremente entre las partes. En tanto un proyecto ERNC sea una empresa eléctrica, se aplica el procedimiento válido para cualquier empresa generadora del sector.

6.1.4 Cuotas de ERNC

La exigencia de cuotas de generación de ERNC definidas en la Ley 20.257 se traduce en la posibilidad de comercializar, por parte de cualquier empresa eléctrica que exceda su obligación de inyecciones de energía renovable no convencional, el traspaso de sus excedentes a otra empresa eléctrica. Este traspaso puede comercializarse en forma bilateral a precios libremente pactados e independientemente de las ventas de energía.

6.2 Las alternativas de comercialización

6.2.1 Alternativa 1: Venta de energía y potencia en el mercado spot

Esta alternativa hace referencia a que el generador ERNC sólo participa en las transferencias de energía y potencia del mercado spot. Esto significa que participará de un mercado cerrado sólo para los generadores, y sus inyecciones de energía se valorarán a costo marginal, mientras que su potencia será valorada a precio de nudo de potencia.

Para el caso de las ventas de energía, el CDEC mensualmente realizará un balance en el que cuantificará la energía inyectada por el generador al sistema y la valorará a costo marginal horario calculado para el generador ERNC.

El costo marginal horario del que se hace mención es calculado por el CDEC para toda la red de transmisión y subtransmisión. En el caso de que el generador se encuentre operando en un sistema de distribución, es decir, se trate de un PMGD, el costo marginal de su inyección se valorará de acuerdo a lo establecido en el D.S. 244. En este caso, el D.S. 244 plantea que las inyecciones de un PMGD se refieren a la subestación primaria más cercana.

Es importante mencionar que todos aquellos medios de generación con potencia inferior a 9 MW (PMGD) pueden optar por un régimen estabilizado. Esto hace referencia a que en vez de cuantificar sus inyecciones a costo marginal, el CDEC las valora a un precio que presente menor variación, en este caso el precio estabilizado corresponde al precio de nudo de las inyecciones de la energía. Cabe señalar que el precio de nudo de inyección no coincide necesariamente con el precio de nudo aplicado en los consumos. Ambos precios deben ser publicados en los decretos tarifarios elaborados semestralmente por la CNE. El régimen estabilizado, así como las ventas a costo marginal, tienen un tiempo de permanencia mínima y corresponde a 4 años. Si se desea cambiar de régimen, se debe avisar al CDEC con una antelación de 12 meses.

Para finalizar, en el caso de las transferencias de potencia (intercambios), éstas se realizan a precio de nudo de la potencia. Los precios de nudo de la potencia son determinados por la CNE cada seis meses y solamente para el sistema de transmisión troncal. Si el generador ERNC se encuentra en subtransmisión o distribución, la determinación del precio de nudo aplicable se realiza mediante la aplicación de factores multiplicadores al precio de nudo del sistema troncal más cercano, los que consideran el efecto de las pérdidas óhmicas en el sistema. Estos multiplicadores son fijados en el decreto de fijación de precios de nudo. Una mayor descripción del cálculo de los balances de energía y de la operación del mercado mayorista se encuentra en el Anexo 4.

Cabe señalar que en esta alternativa de mercado sólo se transa la energía y potencia que puede producir el medio de generación y no existe obligación de tener un nivel de producción preestablecido.

6.2.2 Alternativa 2: Combinación entre mercado spot y contrato con un cliente libre

En este caso, la participación del generador ERNC no sólo está compuesta por sus ventas al mercado spot, sino que también tiene vigente un contrato con un cliente libre. La operación del mercado, en este caso, es similar al anterior puesto que sus ventas al mercado spot seguirán valorándose de igual manera. Sin embargo, al acordar un contrato con un cliente libre se establece una obligación de índole financiera al determinar un precio de venta por la energía suministrada con el cliente libre.

Una vez que el generador declara un contrato, éste es considerado por el CDEC y le será incluido en su respectivo balance mensual, en el cual se le descontará la energía consumida por el cliente libre multiplicada por el costo marginal calculado para el consumo. Así, en el caso de que el generador ERNC no cuente con la energía suficiente para dar suministro al consumo, éste igualmente será suministrado por otros generadores, lo que da lugar a transferencias en el mercado spot entre los generadores. Es importante notar que de todas formas el generador contará con un ingreso fijo correspondiente al precio de venta acordado con el cliente libre

multiplicado por el consumo de éste. Una mayor descripción del cálculo de los balances de energía y de la operación del mercado mayorista se encuentra en el Anexo 4.

6.2.3 Alternativa 3: Combinación entre mercado spot y mercado de contratos con clientes regulados

De manera similar a la alternativa anterior, esta alternativa se encuentra compuesta por la participación en el mercado spot (descrita con anterioridad) y contrato con clientes regulados. En realidad, esto hace referencia al establecimiento de un contrato con una empresa distribuidora, como representante de clientes regulados.

Los contratos de suministro con empresas distribuidoras son fijados mediante licitaciones públicas en las que se realiza una subasta, en la cual la distribuidora presenta diferentes bloques de energía para suministro. A partir del año 2010, los precios resultantes de las licitaciones definirán los precios de los clientes regulados. Los generadores, a su vez, presentan ofertas por los diferentes bloques y se asigna a la mejor oferta. Las subastas constan de tres rondas, al cabo de éstas, se cierran los acuerdos y se asignan los contratos por los bloques adjudicados al generador correspondiente. El proceso de licitación es llevado a cabo por las empresas distribuidoras y es auditado por la CNE.

De manera análoga a las dos alternativas anteriores, la operación del mercado spot es similar en este caso.

6.2.4 Alternativa 4: Contrato directo con empresa de generación

Un proyecto ERNC puede suscribir un contrato con una empresa de generación que participe en el mercado mayorista (transferencias de energía y potencia en un contrato de largo plazo). En esta modalidad, la empresa de generación ERNC pacta en forma bilateral los precios de venta de energía y de potencia, y las características de la producción con la empresa de generación, y ésta última incorpora estos productos en su oferta de comercialización.

6.2.5 Alternativa 5: Fuera de mercado mayorista (contrato directo con empresa distribuidora)

El marco normativo permite la operación de unidades de generación eléctrica menores a 9 MW en redes de media tensión en sistemas de distribución. Este tipo de generación se coordina, y establece relaciones contractuales directamente con la empresa concesionaria de distribución. A su vez, la empresa distribuidora se mantiene como responsable de la calidad de suministro y de servicio del sistema. En este esquema, usualmente aplicado para control de los consumos en horas de punta de la empresa de distribución, la empresa de generación ERNC pacta en forma bilateral los precios de venta de energía y potencia.

6.3 Pago por uso de las redes (peajes)

6.3.1 Pago de peajes por uso del sistema de transmisión troncal

El peaje del sistema de transmisión considera dos componentes que son: pago por uso de las instalaciones correspondientes al área de influencia común y por las instalaciones fuera de ésta.

En el caso de los tramos pertenecientes al área de influencia común, los propietarios de centrales de generación financiarán el 80% del peaje total de los tramos, a prorrata del uso esperado que sus inyecciones hacen de cada tramo. El 20% restante es pagado por los retiros.

En el caso de los tramos no pertenecientes al área de influencia común, en los tramos en que el flujo se dirija hacia el área de influencia común, el pago del peaje se asignará a los propietarios de centrales ubicados aguas arriba de los flujos, a prorrata del uso que sus inyecciones hacen del tramo. Si por el contrario, el flujo no se dirige hacia el área de influencia común, el pago del peaje total del tramo se asignará a las empresas que efectúen retiros aguas abajo del flujo, a prorrata del uso que sus retiros hacen del tramo.

6.3.2 Pago de peajes por uso del sistema de subtransmisión

De acuerdo con la reglamentación vigente, el pago de peajes por uso de instalaciones de subtransmisión es aplicable a aquellos generadores, que conectados directamente al sistema de subtransmisión, inviertan el sentido del flujo de la energía en dirección al sistema troncal.

6.3.3 Pago de peajes por uso del sistema de distribución

El pago de peajes por uso del sistema de distribución sólo es aplicable para el caso en que un generador tenga establecido un contrato de suministro con un cliente libre ubicado en el área de concesión de una empresa de distribución. Este cliente libre se constituye en un retiro para el generador ERNC. En este caso, el valor del peaje corresponderá al componente que pagan los usuarios regulados por el uso de las instalaciones de distribución. Esta componente es conocida con el nombre de Valor Agregado de Distribución (VAD), y se determina cada 4 años. El valor de estos peajes está reglamentado en el Decreto N° 99 del año 2005, en el que se establecen las fórmulas para determinar su monto²².

6.4 Exención de peajes

Es importante rescatar que la LGSE permite una exención de peajes por uso del sistema troncal para aquellos MGNC cuyos excedentes de potencia inyectados al sistema sean menores a 20

²² Disponible en la página web de la CNE: www.cne.cl

MW. En el caso de Chile, el concepto de uso del sistema troncal se relaciona con una estimación del uso físico (eléctrico) que un generador realiza para inyectar su energía al sistema eléctrico.

La exención de peajes es completa para aquellos MGNC con potencia inferior a 9 MW, y para aquellos entre 9 y 20 MW, se realiza un ajuste proporcional dependiendo de los excedentes de potencia inyectados al sistema. Por ejemplo, a un MGNC de 15 MW le correspondería pagar el 55% del valor total del peaje, mientras que uno de 9 MW no pagaría peaje por uso del sistema troncal (ver Figura 26).

Sin embargo, la exención de peajes tiene un límite de aplicación y éste se alcanza cuando la capacidad instalada exenta de peaje sea superior al 5% de la capacidad instalada del sistema (SIC o SING). En este caso, el valor del peaje aplicable a los MGNC se compone de dos términos. El primero corresponde a la exención de peajes ya descrita, y el segundo, a la diferencia entre el peaje básico y el peaje con exención multiplicada por un factor proporcional único igual al cociente entre el señalado excedente por sobre el 5% de la capacidad instalada total del sistema eléctrico y la capacidad conjunta exceptuada de peajes.

6.5 Servicios complementarios y ERNC

Tomando como antecedente la descripción de los SSCC presentada en la sección 3.5 en torno a la valoración, pago y transferencias de SSCC que establezca la reglamentación pendiente, se identifican dos enfoques. El primero asimila los SSCC como un servicio que todo medio de generación debe proveer en determinada cantidad y forma, dando lugar sólo a transferencias entre empresas, en tanto que sus costos se consideran incluidos en el pago por potencia de los consumos. El segundo considera los SSCC como un servicio adicional a la potencia a ser pagado por los consumos, dando lugar a balances entre empresas.

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.

El reglamento de SSCC, aplicable a todas las tecnologías de generación, se encuentra en fase de borrador, por lo que hasta el momento no se conoce en mayor detalle la forma en que las ERNC pueden participar en este tipo de mercados.



Anexos

Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno

Anexo 1

Texto de la Ley 20.257 para el desarrollo de las ERNC

“Artículo único.- Introdúcense en el decreto con fuerza de ley N° 4, de 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, que contiene la Ley General de Servicios Eléctricos, las siguientes modificaciones:

- 1) Intercálanse en el inciso primero del artículo 79°, entre las expresiones “generación” y “conectados”, las siguientes oraciones: “renovable no convencionales y de las instalaciones de cogeneración eficiente, definidos en las letras aa) y ac) del artículo 225° de esta ley, que se encuentren”, y sustitúyense las oraciones “cuya fuente sea no convencional, tales como geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas, cogeneración y otras similares determinadas fundadamente por la Comisión,” por la expresión “y”.
- 2) Agrégase, a continuación del artículo 150°, el siguiente artículo 150° bis:

“Artículo 150° bis.- Cada empresa eléctrica que efectúe retiros de energía desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 megawatts para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales, estén o no sujetos a regulación de precios, deberá acreditar ante la Dirección de Peajes del CDEC respectivo, que una cantidad de energía equivalente al 10% de sus retiros en cada año calendario haya sido inyectada a cualquiera de dichos sistemas, por medios de generación renovables no convencionales, propios, contratados, o mediante convenios de traspaso de excedentes.

La empresa eléctrica podrá también acreditar el cumplimiento de la obligación señalada en el inciso primero, mediante inyecciones de energía renovable no convencional realizadas a los sistemas eléctricos durante el año calendario inmediatamente anterior, en la medida que dichas inyecciones no hayan sido acreditadas para el cumplimiento de la obligación que correspondió a ese año.

Cualquier empresa eléctrica que exceda el porcentaje señalado en el inciso primero de inyecciones de energía renovable no convencional dentro del año en que se debe cumplir la obligación, con energía propia o contratada y aunque no hubiese efectuado retiros, podrá convenir el traspaso de sus excedentes a otra empresa eléctrica, los que podrán realizarse incluso entre empresas de diferentes sistemas eléctricos. Una copia autorizada del respectivo convenio deberá entregarse

a la Dirección de Peajes del CDEC respectivo para que se imputen tales excedentes en la acreditación que corresponda.

La empresa eléctrica que no acredite el cumplimiento de la obligación a que se refiere este artículo al 1 de marzo siguiente al año calendario correspondiente, deberá pagar un cargo, cuyo monto será de 0,4 UTM por cada megawatt/hora de déficit respecto de su obligación. Si dentro de los tres años siguientes incurriese nuevamente en incumplimiento de su obligación, el cargo será de 0,6 UTM por cada megawatt/hora de déficit.

Sin perjuicio de lo anterior, cualquier empresa eléctrica deficitaria podrá, con un límite de 50%, postergar hasta en un año la acreditación de la obligación que le corresponda al término de un año calendario, siempre que lo haya comunicado a la Superintendencia antes del 1 de marzo siguiente al año calendario referido.

Las Direcciones de Peajes de los CDEC de los sistemas eléctricos mayores a 200 megawatts deberán coordinarse y llevar un registro público único de las obligaciones, inyecciones y traspasos de energía renovable no convencional de cada empresa eléctrica, así como de toda la información necesaria que permita acreditar el cumplimiento de las obligaciones y la aplicación de las disposiciones contenidas en este artículo.

Los cargos señalados en el inciso cuarto se destinarán a los clientes finales y a los clientes de las distribuidoras cuyos suministros hubieren cumplido la obligación prevista en el inciso primero de este artículo.

Las sumas de dinero que se recauden por estos cargos, se distribuirán a prorrata de la energía consumida por los clientes indicados en el inciso anterior durante el año calendario en que se incumplió la obligación del inciso primero.

La Dirección de Peajes del CDEC respectivo calculará y dispondrá tanto el pago de los cargos que cada empresa deberá abonar para que se destinen a los clientes aludidos en base a los montos recaudados de las empresas que no hubiesen cumplido la obligación, así como las transferencias de dinero a que haya lugar entre ellas. La Superintendencia deberá requerir a la Dirección de Peajes y a las empresas concernidas la información necesaria para fiscalizar el cumplimiento de las obligaciones que se les impone en este inciso.

Toda controversia que surja en la aplicación del inciso anterior con la Dirección de Peajes del CDEC respectivo promovida por las empresas eléctricas sujetas a la obligación prevista en el inciso primero o por las distribuidoras y clientes finales, será dictaminada por el panel de expertos, organismo que deberá optar por uno de los valores propuestos por quien

promueve la discrepancia o por la referida Dirección, entendiéndose que ésta se formaliza en las presentaciones que deberán realizar al panel, en sobre cerrado, dentro de los quince días siguientes al cálculo efectuado por la Dirección de Peajes. Para expedir el dictamen respectivo, el aludido Panel deberá ceñirse al procedimiento aplicable a las discrepancias previstas en el número 11 del artículo 208°.

Sólo para los efectos de la acreditación de la obligación señalada en el inciso primero, se reconocerán también las inyecciones provenientes de centrales hidroeléctricas cuya potencia máxima sea igual o inferior a 40.000 kilowatts, las que se corregirán por un factor proporcional igual a uno menos el cociente entre el exceso sobre 20.000 kilowatts de la potencia máxima de la central y 20.000 kilowatts, lo que se expresa en la siguiente fórmula:

$$FP = 1 - ((PM - 20.000 \text{ kW}) / 20.000 \text{ kW})$$

Donde FP es el factor proporcional antes señalado y PM es la potencia máxima de la central hidroeléctrica respectiva, expresada en kilowatts.”

3) Suprímese el inciso quinto del artículo 157°.

4) Agréganse, en el artículo 225°, a continuación de la letra z), las siguientes letras aa), ab) y ac):

“aa) Medios de generación renovables no convencionales: los que presentan cualquiera de las siguientes características:

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

- 6) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de los mares, correspondiente a toda forma de energía mecánica producida por el movimiento de las mareas, de las olas y de las corrientes, así como la obtenida del gradiente térmico de los mares, y
- 7) Otros medios de generación determinados fundamentalmente por la Comisión, que utilicen energías renovables para la generación de electricidad, contribuyan a diversificar las fuentes de abastecimiento de energía en los sistemas eléctricos y causen un bajo impacto ambiental, conforme a los procedimientos que establezca el reglamento.

ab) Energía renovable no convencional: aquella energía eléctrica generada por medios de generación renovables no convencionales.

ac) Instalación de cogeneración eficiente: instalación en la que se genera energía eléctrica y calor en un solo proceso de elevado rendimiento energético cuya potencia máxima suministrada al sistema sea inferior a 20.000 kilowatts y que cumpla los requisitos establecidos en el reglamento”.

Disposiciones transitorias

Artículo 1° transitorio.- La obligación contemplada en el artículo 150° bis que esta ley incorpora a la Ley General de Servicios Eléctricos, regirá a contar del 1 de enero del año 2010, y se aplicará a todos los retiros de energía para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales cuyos contratos se suscriban a partir del 31 de agosto de 2007, sean contratos nuevos, renovaciones, extensiones u otras convenciones de similar naturaleza.

El cumplimiento de la obligación referida deberá efectuarse con medios de generación renovables no convencionales o con los señalados en el inciso final del artículo 150 bis que introduce esta ley, propios o contratados, que se hayan interconectado a los sistemas eléctricos con posterioridad al 1 de enero de 2007.

También se podrá cumplir la obligación referida con medios de generación renovables no convencionales, que encontrándose interconectados a los sistemas eléctricos con anterioridad a la fecha señalada en el inciso precedente, amplíen su capacidad instalada de generación con posterioridad a dicha fecha y conserven su condición de medio de generación renovable no convencional una vez ejecutada la ampliación. Para los efectos de la acreditación de la obligación señalada, las inyecciones provenientes de los medios de generación referidos en este inciso, se corregirán por un factor proporcional igual al cociente entre la potencia adicionada con posterioridad al 1 de enero del 2007 y la potencia máxima del medio de generación luego de la ampliación.

Con todo, la obligación aludida en el inciso primero será de un 5% para los años 2010 a 2014, aumentándose en un 0,5% anual a partir del año 2015. 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% previsto en el artículo 150° bis.

El aumento progresivo dispuesto en el inciso anterior, no será exigible respecto de los retiros de energía asociados al suministro de empresas concesionarias de servicio público de distribución eléctrica, para satisfacer consumos de clientes regulados, que hubieren iniciado el proceso de licitación que dispone el artículo 131° de la Ley General de Servicios Eléctricos, con anterioridad a la publicación de esta ley.

Artículo 2° transitorio.- La Comisión Nacional de Energía, mediante resolución exenta, establecerá las disposiciones de carácter técnico que sean necesarias para la adecuada implementación de las normas que esta ley introduce a la Ley General de Servicios Eléctricos y para la aplicación de la disposición transitoria precedente.

Artículo 3° transitorio.- La obligación contemplada en el artículo 150° bis que esta ley incorpora a la Ley General de Servicios Eléctricos, regirá por 25 años a contar del 1 de enero del año 2010.

Artículo 4° transitorio.- Las empresas eléctricas deberán acreditar ante la Dirección de Peajes del CDEC respectivo que, a lo menos el cincuenta por ciento del aumento progresivo de 0,5% anual de la obligación, contemplado en el inciso cuarto del artículo primero transitorio, ha sido cumplido con inyecciones de energía de medios propios o contratados, elegidas mediante un proceso competitivo, transparente y que no implique una discriminación arbitraria.

Anexo 2

Proyectos ERNC en evaluación ambiental

Con el fin de disponer de una visión del dinamismo de inversiones, la Tabla 4 detalla los estudios de impacto ambiental aprobados para proyectos ERNC en Chile a fines de 2008.

Tabla 4: Estudios de impacto ambiental aprobados para proyectos ERNC (estado a 31 de diciembre de 2008)

No	Nombre	MW	Tipo	Región	Titular	DIA o EIA
1	Central Hidroeléctrica Don Alejo	4,8	Hidroeléctrica	X Región	Sociedad Generadora Eléctrica Rhomaya Ltda.	DIA
2	Central Hidroeléctrica Trueno	6	Hidroeléctrica	IX Región	Ganadera y Agrícola Ltda.	DIA
3	Aumento de Generación en Complejo Colbún	19,4	Hidroeléctrica	VII Región	Colbún S.A.	DIA
4	Central Hidroeléctrica Licán	15	Hidroeléctrica	X Región	Inv. Candelaria Ltda.	EIA/DIA
5	Minicentral Hidroeléctrica Ojos de Agua	9	Hidroeléctrica	VII Región	Endesa Eco	DIA
6	Central Hidroeléctrica Alto Cautín	6	Hidroeléctrica	IX Región	Agrícola Río Blanco S.A.	DIA
7	Central Hidroeléctrica Puclaro	5,4	Hidroeléctrica	IV Región	Hidroeléctrica Puclaro S.A.	DIA
8	Central Hidroeléctrica Chilcoco	12	Hidroeléctrica	X Región	Ganadera y Forestal Carrán Ltda.	DIA
9	Central Hidroeléctrica Lircay	19,04	Hidroeléctrica	VII Región	Hidromaule S.A.	DIA
10	Central Hidroeléctrica Pulelfú	9	Hidroeléctrica	X Región	Empresa Eléctrica La Leonera S. A.	DIA
11	Central Hidroeléctrica Convento Viejo	14	Hidroeléctrica	VI Región	Central Hidroeléctrica Convento Viejo S.A.	DIA
12	Central Hidroeléctrica Balalita	10,94	Hidroeléctrica	IV Región	Hidroeléctrica Río Turbio Ltda.	DIA
13	Acueducto Hidroeléctrica Cuchildeo	0,8	Hidroeléctrica	X Región	Sociedad de Inversiones BEC S.A.	DIA
14	Central Hidroeléctrica San Clemente	6	Hidroeléctrica	VII Región	Colbún S.A.	DIA
15	Minicentral Hidroeléctrica El Manzano	4,7	Hidroeléctrica	IX Región	José Pedro Fuentes de la Sotta	DIA
16	Proy. Hidroeléctrico Río Blanco-Encenada	3,3	Hidroeléctrica	X Región	Alex Jurgen Ziller Bustamante	DIA
17	Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Río Blanco Rupanco	5,5	Hidroeléctrica	X Región	Hidroaustral S.A.	DIA

Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno

18	Central Don Walterio	2	Hidroeléctrica	X Región	Sociedad Generadora Eléctrica Rhomaya Ltda.	DIA
19	Central Hidroeléctrica Río Blanco, Hornopiren	18	Hidroeléctrica	X Región	Hidroenergía Chile S.A.	DIA
20	Minicentral Hidroeléctrica La Paloma	4,5	Hidroeléctrica	IV Región	Hidroenergía Chile S.A.	DIA
21	Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Río Nalcas	3,5	Hidroeléctrica	X Región	Hidroaustral S.A.	DIA
22	Minicentrales Hidroeléctricas de Pasada Palmar-Correntoso	13	Hidroeléctrica	X Región	Hidroaustral S.A.	EIA
23	Central de Pasada Carilafquén-Malalcahuello	18,3	Hidroeléctrica	IX Región	Eduardo Jose Puschel Schneider	DIA
24	Central de Pasada Tacura	5,87	Hidroeléctrica	IX Región	Mario García Sabugal	DIA
25	Pequeña Central Hidroeléctrica Dongo	5	Hidroeléctrica	X Región	Hidroeléctrica Dongo Ltda.	DIA
26	Central Hidroeléctrica Guayacan	10,4	Hidroeléctrica	RM	Energía Coyanco S.A.	DIA
27	Proyecto Parque Sra. Rosario	84	Eólica	III Región	Acciona Energía S.A.	DIA
28	Proyecto Eólico Canela	18,15	Eólica	IV Región	Endesa Eco	DIA
29	Campos Eólicos Altos de Hualpen	20	Eólica	VIII Región	Energías Renovables del Bio-Bío	EIA
30	Parque Eólico Punta Colorada	20	Eólica	IV Región	Com. Barrick Chile Generación Ltda.	DIA
31	Parque Eólico Monte Redondo	74	Eólica	IV Región	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	DIA
32	Aumento Potencia Central Eólica Alto Baguales	1,7	Eólica	XI Región	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	DIA
33	Parque Eólico Totoral	44,55	Eólica	IV Región	Norvind S.A.	DIA
34	Parque Eólico Canela II	60	Eólica	IV Región	Endesa Eco	DIA
35	Ampliación Parque Eólico Punta Colorada	16	Eólica	IV Región	Com. Barrick Chile Generación Ltda.	DIA
36	Cogeneración de Energía con Biomasa Vegetal	4 a 6	Biomasa	VIII Región	CBB Forestal S.A.	DIA
37	Cogeneración de Energía de Forestal y Papelera Concepción S.A.	10	Biomasa	VIII Región	Forestal y Papelera Concepción S.A.	DIA
38	Sistema de Cogeneración de Energía MASISA Cabrero	9,6	Biomasa	VIII Región	MASISA S.A.	DIA
39	Planta de Cogeneración con Biomasa en CFI Horcones	31	Biomasa	VIII Región	Celulosa Arauco y Constitución S.A.	DIA
40	Planta Cogeneración San Francisco de Mostazal	15	Biomasa	VI Región	Compañía Papelera del Pacífico S.A.	DIA
Total MW		640				

Fuente: CONAMA/CNE. Información disponible en www.e-seia.cl

Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno

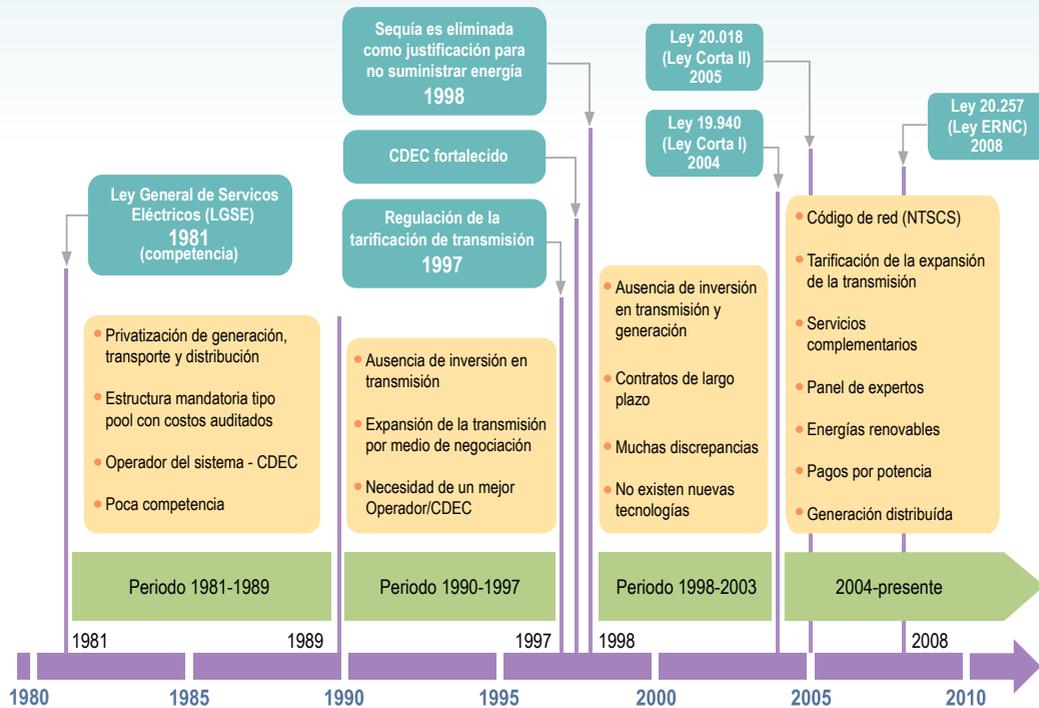
De esta información se desprende que los proyectos futuros tienden a diversificar la matriz energética, ya que a las tecnologías convencionales se agregan proyectos de generación eólica, geotermia y biomasa. Asimismo, se aprecia el predominio, en número, de proyectos de centrales hidráulicas de pasada y la ausencia de proyectos de centrales de embalse.

Anexo 3

Marco regulatorio del sector eléctrico (énfasis en ERNC)

A continuación se realiza una descripción de los elementos centrales del marco normativo del sector eléctrico chileno. En la Figura 35 se muestra en mayor detalle la evolución del marco legal chileno.

Figura 35: Cronología de la regulación del sector eléctrico



Fuente: Elaboración propia

3.1 Leyes

3.1.1 Decreto con Fuerza de Ley N° 4, Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE)

El cuerpo legal que regula la actividad del sector eléctrico es actualmente el DFL N° 4 promulgado el 12 de mayo de 2006 por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el que fija texto refundido, coordinado y sistematizado del DFL N° 1 de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), en materia de energía eléctrica. El DFL N° 1 fue modificado el año 2004 y posteriormente el año 2005 con la promulgación de las Leyes 19.940 y 20.018 denominadas Ley Corta I y Ley Corta II respectivamente.

El DFL N° 4 regula la producción, transporte, distribución, concesiones y tarifas de energía eléctrica. Este cuerpo legal incluye el régimen de concesiones, servidumbres, precios, condiciones de calidad y seguridad de instalaciones, maquinarias e instrumentos y las relaciones de las empresas con el Estado y los particulares.

La Ley General de Servicios Eléctricos y su reglamentación complementaria, determinan las normas técnicas y de seguridad por las cuales debe regirse cualquier instalación eléctrica en el país.

3.1.2 Ley 19.940 (Ley Corta I)

La Ley Corta I fue promulgada por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción y fue publicada en el Diario Oficial del 13 de marzo de 2004. Los objetivos centrales de la iniciativa estuvieron orientados a brindar a los consumidores mayores niveles de seguridad y calidad de suministro a precios razonables y dotar al sector eléctrico de un marco reglamentario moderno y eficiente que otorgue la certidumbre y estabilidad necesaria en las reglas del juego a un sector estratégico para el desarrollo del país. A continuación, vienen aspectos centrales de la Ley 19.940:

- Se establecen reformas relevantes a la regulación que condiciona la operación y desarrollo de los sistemas de transmisión, permitiendo mejorar los criterios de asignación de recursos por uso del sistema por parte de los diferentes agentes, y se precisa el procedimiento de determinación de peajes de transmisión, lo que debiera permitir el desarrollo y remuneración del 100% del sistema de transmisión en la medida de que éste sea eficiente.
- El cálculo de los precios de nudo (PN) tiende a entregar valores estabilizados por la vía de disminuir la banda de variación del precio de nudo respecto a lo observado en el segmento de los contratos con clientes libres. Anteriormente se admitía que el PN se ubicara en torno al 10% del precio libre, quedando la banda modificada por la nueva Ley en torno al 5%.

Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno

- Se amplía el mercado no regulado rebajando el límite de caracterización de clientes libres desde 2.000 kW a 500 kW.
- Se precisan las normas de peajes que permiten a oferentes distintos de las distribuidoras el acceso a clientes libres ubicados en las zonas de concesión de éstas últimas.
- Se introduce el mercado de servicios complementarios, estableciendo la transacción y valoración de recursos técnicos que permiten mejorar la calidad y seguridad de servicios.
- Se reformó el mecanismo de cálculo de tarifas en sistemas de tamaño mediano (entre 1.500 kW y 200 MW de capacidad instalada). Específicamente, esto atañe a los sistemas del sur del país, Aysén y Magallanes.
- Se mejoran considerablemente las condiciones para el desarrollo de proyectos de pequeñas centrales de energía no convencional, principalmente energías renovables, por medio de la apertura de los mercados eléctricos a este tipo de centrales, del establecimiento del derecho a evacuar su energía a través de los sistemas de distribución y de la posible exención del pago de peajes por el uso del sistema de transmisión troncal.
- Se establece un mecanismo de solución de controversias en el sector eléctrico, tanto entre las empresas y la autoridad, como entre empresas, a través del establecimiento del Panel de Expertos.
- Se introduce la posibilidad de reconocer, tanto en el sistema de precios como en las transacciones, la existencia de subsistemas dentro de un sistema eléctrico para efecto de establecer los requerimientos de nueva capacidad de generación en forma separada.

3.1.3 Ley 20.018 (Ley Corta II)

Promulgada el 19 de mayo de 2005 por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, surge debido a la incertidumbre respecto a la disponibilidad del gas natural argentino, lo que dificultaría estimar niveles de precios futuros y niveles de ingresos por ventas de energía. A continuación, siguen los aspectos centrales de la Ley 20.018:

- Permite la licitación de contratos a largo plazo por parte de las empresas distribuidoras y precios superiores al precio de nudo y no sujetos a la variación de éste.
- Amplía la banda de ajuste de precios regulados con respecto a precios libres.
- Creación de un mercado que permita a las generadoras dar incentivos para que los clientes que consumen menos de 2 MW regulen su consumo.
- La falta de suministro de gas argentino no constituye causa de fuerza mayor.

3.1.4 Ley 20.257 (Ley ERNC)

La Ley 20.257 fue promulgada el 1 de abril de 2008, modifica la LGSE respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales (ver detalle en Anexo 1 de este documento).

3.1.5 Ley 20.220 Para Resguardar la Seguridad del Suministro a los Clientes Regulados y la Suficiencia de los Sistemas Eléctricos

Promulgada el 14 de septiembre de 2007, modifica la LGSE respecto del resguardo de la seguridad de suministro a los clientes regulados y la suficiencia de los sistemas eléctricos. Considera situaciones de juicios por término de contratos y quiebra de empresas.

3.2 Reglamentos

3.2.1 Decreto Supremo N° 327

El Decreto Supremo N° 327 con título oficial “Fija Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos” fue promulgado por el Ministerio de Minería en Diciembre 1997. Se trata de una reglamentación orgánica que busca contemplar todos los aspectos normados en la LGSE, derogando disposiciones contenidas en normativas dispersas y parciales.

Esta reglamentación comprende los aspectos de concesiones, permisos y servidumbres, relaciones entre propietarios de instalaciones eléctricas, clientes y autoridad, así como interconexión de instalaciones e instalaciones y equipo eléctrico. También incluye aspectos de calidad de servicio, precios, multas y sanciones.

3.2.2 Decreto Supremo N° 244

El Decreto Supremo N° 244 con título oficial “Aprueba Reglamento para Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación” fue promulgado por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción en septiembre de 2005. El decreto fija disposiciones a empresas que posean medios de generación cuyos excedentes de potencia sean menores a 9 MW (PMG, PMGD) y/o se basen en una fuente no convencional (MGNC) con excedentes de potencia inferiores a 20 MW.

El reglamento comprende los siguientes títulos: Pequeños Medios De Generación Distribuidos (PMGD) (Procedimientos y condiciones para la conexión, mantenimiento e intervención de las instalaciones, determinación de los costos de las obras adicionales para la conexión, régimen de operación, remuneración y pagos, medición y facturación), Pequeños Medios de Generación

(PMG) (Régimen de operación, remuneración y pagos, medición y facturación), Medios de Generación No Convencionales (MGNC) (Clasificación según fuente, exención del pago por uso de los sistemas de transmisión troncal, reclamos y controversias).

3.2.3 Decreto Supremo N° 62

El Decreto Supremo N° 62 con título oficial “Aprueba Reglamento de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras Establecidas en la LGSE” fue promulgado por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción en febrero de 2006.

El decreto regula las transferencias de potencia entre empresas que poseen medios de generación operados en sincronismo con un sistema eléctrico, y que resulten de la coordinación de la operación que establece la LGSE. Los títulos de interés son: Definiciones, antecedentes e información a utilizar, potencia máxima y control estadístico, asignación de potencia de suficiencia, potencia inicial; potencia preliminar, potencia definitiva, margen de reserva teórico, balance de inyecciones y retiros, compromisos de demanda, balance físico, balance valorizado.

De acuerdo a lo establecido en la LGSE, este reglamento no es aplicable hasta que no se promulgue la reglamentación correspondiente a los servicios complementarios.

3.3 Normativa técnica

3.3.1 Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSCS)

La Resolución Exenta N° 9 con título oficial “Dicta Norma Técnica con Exigencias de Seguridad y Calidad de Servicio para el SING y SIC” fue promulgada en febrero de 2007.

En la resolución se norman las exigencias generales necesarias para el cumplimiento de los requisitos mínimos de Seguridad y Calidad de Servicio asociadas al diseño y coordinación de la operación de los sistemas eléctricos que operan interconectados, según lo establece la LGSE y su reglamentación vigente.

3.3.2 Norma Técnica de Conexión y Operación (NTCO) de PMGD en MT

La Resolución Exenta N° 24 con título oficial “Dicta Norma Técnica de Conexión y Operación de Pequeños Medios de Generación Distribuidos en Instalaciones de Media Tensión” fue promulgada en mayo de 2007.

La resolución establece los procedimientos, metodologías y demás exigencias para la conexión y operación de los PMGD en redes de MT de Empresas Distribuidoras o empresas de distribución que utilicen bienes nacionales de uso público.

3.4 Otros

3.4.1 Decreto Supremo N° 26

El Decreto Supremo N° 26 con título oficial “Decreta medidas para evitar, reducir y administrar déficit de generación en el Sistema Interconectado Central, en ejecución del artículo 163 de la LGSE” fue promulgado por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción en febrero de 2008.

El decreto fija disposiciones con el objeto de evitar, manejar, disminuir o superar los déficit de generación que se puedan producir y preservar la seguridad en el SIC, las que se orientarán a reducir sus impactos para los usuarios, a incentivar y fomentar el aumento de capacidad de generación en dicho sistema, a estimular o premiar el ahorro voluntario y a aminorar los costos económicos que dichos déficit puedan ocasionar al país.

Este reglamento dispone que, bajo condiciones de déficit, los PMGD no están obligados a cumplir con el procedimiento de conexión descrito en el D.S. 244 y sólo basta la confirmación técnica de la empresa distribuidora y el envío de la notificación a la SEC.

3.4.2 Decreto N° 99 / N° 188

El Decreto Tarifario N° 99, modificado en junio 2005 por del Decreto N° 188, con título oficial “Fija peajes de distribución aplicables al servicio de transporte que presten los concesionarios de servicio público de distribución que señala” fue promulgado por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción en marzo 2005.

El decreto fija peajes en distribución aplicables al servicio de transporte prestado por concesionarios de distribución.

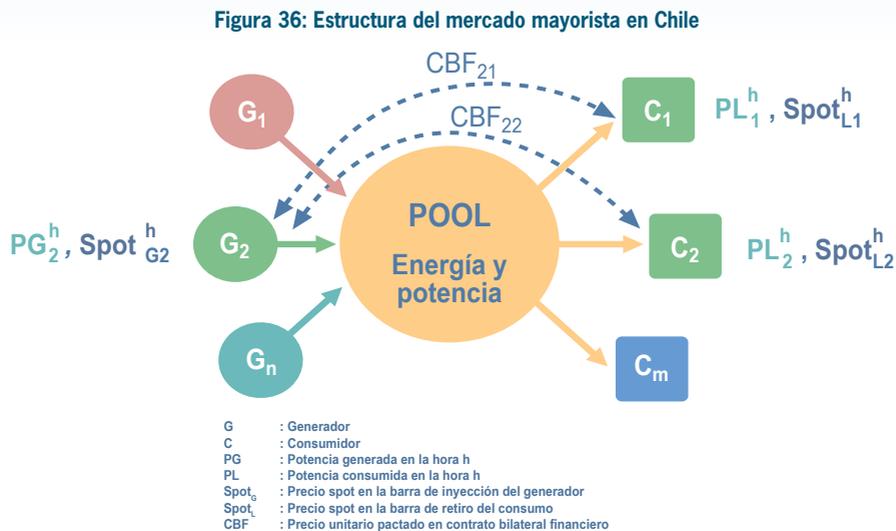
Anexo 4

Aspectos de funcionamiento del mercado

4.1 Despacho

El despacho de unidades en el sistema es realizado por el CDEC, quien a través de herramientas de optimización (despachos económicos, predespacho, coordinación hidrotérmica) determina la operación a mínimo costo del sistema. De esta optimización se determina asimismo el costo marginal por hora (precio spot) para cada barra del sistema.

La Figura 36 muestra el esquema general del mercado mayorista de electricidad en Chile.



Fuente: elaboración propia

Para una hora h determinada, el pool establece una operación económica del sistema, que da lugar a costos marginales en las barras de inyección y retiro del sistema (SpotG y SpotL). En su versión más simple, la operación económica del sistema se alcanza despachando las unidades de generación en orden creciente de costo de generación, hasta poder cubrir el consumo requerido 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 ERNC, se le denomina unidades de generación en base.

Bajo el supuesto de que todos los consumos se encuentran previamente contratados a través de contratos financieros del tipo CBFij (Contratos Bilaterales Financieros), cada empresa realiza su balance tomando en cuenta los ingresos por inyecciones en el punto de inyección, los retiros de energía para sus clientes y el pago de los clientes por concepto del contrato bilateral existente. Asimismo, la empresa generadora considera sus costos variables de generación en el balance.

La siguiente ecuación sintetiza la situación para la empresa de generación G2 que posee contratos bilaterales con los consumos C1 y C2. En la hora h el generador inyecta al sistema PG2 [MWh], mientras que sus consumos contratados retiran PL1 [MWh] y PL2 [MWh] respectivamente.

$$\begin{aligned} \text{Balance}E_c^h &= \sum_{g=1}^{NG_r} PG_g^h \text{Spot}_{G_g}^h + \sum_{l=1}^{NL_r} (CBF_{gl} - \text{Spot}_{l_r}^h) PL_l^h - \sum_{g=1}^{NG_c} \text{Costo_Gen}_g (PG_g^h) \\ &= PG_2^h \text{Spot}_{G_2}^h + (CBF_{21} - \text{Spot}_{L_{11}}^h) PL_1^h + (CBF_{22} - \text{Spot}_{L_{12}}^h) PL_2^h - \text{Costo_Gen}_2 (PG_2^h) \end{aligned}$$

Para ejemplificar lo descrito con anterioridad, supóngase que G2 es un generador térmico a carbón y en una determinada hora (h) inyecta al sistema 100 MW a un costo marginal en su barra de inyección de 85 US\$/MW. El generador tiene acordados contratos de venta de electricidad con C1 y C2 por 62 US\$/MW y 70 US\$/MW respectivamente. El operador del sistema CDEC determina que los costos en las barras de retiro L1 y L2 son de 75 US\$/MW y 68 US\$/MW y los consumos son de 35 y 40 MW respectivamente. Finalmente, el costo variable del generador es de 72 US\$/MW. Por lo tanto, el balance de G2 es igual a:

$$\begin{aligned} \text{Balance}E_c^h &= 100 \cdot 85 + (62 - 75) \cdot 35 + (70 - 68) \cdot 40 - 72 \cdot 100 \\ &= 8500 - 455 + 80 - 7200 = 925 \end{aligned}$$

Como resultado del balance es US\$ 925, se entiende que para la condición de operación descrita en el ejemplo G2 es excedentario. Sin embargo, pueden existir otras condiciones en las que no lo sea, como el caso en que sus inyecciones al sistema sean menores que sus compromisos contractuales.

4.2 Remuneración de la generación – energía

La actividad de generación, al tratarse de un segmento competitivo, se tarifica mediante la aplicación de costos marginales. Esto es similar a lo que sucede en bolsas de energía de tipo multimodal²³, con la diferencia de que en el sistema existe en forma explícita un pago por suficiencia.

En el sistema eléctrico chileno, los costos marginales se calculan para el sistema económicamente adaptado a la demanda. Se calculan hora a hora a través del uso de modelos de despacho, que en el caso del SIC consideran modelos de coordinación hidrotérmica. Según el modelo económico sobre el que se basa el mercado eléctrico chileno, en condiciones de optimalidad económica del parque generador, es posible establecer que los ingresos provenientes de la venta de la potencia de punta al costo marginal de instalar unidades de punta, más los ingresos por venta de energía al costo marginal, cubren todos los costos de operación y producen un excedente que renta las inversiones totales.

Para determinar el precio de la potencia de punta, se utiliza el costo unitario de instalación de turbinas a gas, dado que esta tecnología es la que en general abastece a la punta del sistema por causa de su alto costo variable. Para el precio de la energía, se calcula el costo marginal de corto plazo, con el sistema eléctrico expandido y operando en condiciones óptimas (a mínimo costo de operación). Estos valores de potencia y energía son optimizados de manera de cumplir las condiciones de cubrir los costos operacionales y rentar las inversiones. Dicho de otro modo, para cumplir las condiciones, no hay precios más bajos.

El promedio ponderado por las energías actualizadas, es lo que se denomina Precio de Nudo, y es el valor que refleja el costo de la energía y potencia en generación-transmisión. Sin embargo, producto del nuevo esquema de licitaciones para consumidores regulados, los precios resultantes migrarán gradualmente hacia un promedio ponderado de los precios resultantes de las licitaciones.

La Figura 37 muestra la evolución de los costos marginales y precios de nudo del sistema en una barra determinada del SIC para el período comprendido entre 1995 y 2007. La línea azul representa los costos marginales y se observa la volatilidad que presenta como consecuencia de sequías (años 97 y 99) y cortes de gas natural (años 05 y 07). Por otro lado, la línea magenta representa los precios de nudo; éstos al ser un promedio y, como son transferidos al cliente final, presentan un comportamiento mucho más amortiguado, pero siguiendo la tendencia que describe la variabilidad del costo marginal.

²³ Este sistema es aplicado en Nueva Zelanda

Figura 37: Evolución de costo marginal y precio de nudo para el caso del SIC



Fuente: CNE

4.3 Potencia firme (metodología actual)

El procedimiento que se describe a continuación es el implementado en el SIC, en el que a la suficiencia se le asigna una ponderación del 80%. Por otro lado, en el SING la suficiencia comprende un 50% del total del cálculo, adicionalmente no se muestra detalle del procedimiento de cálculo en este sistema.

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 abarca los meses de abril a septiembre, ambos inclusive. 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 hrs en días hábiles (lunes a viernes) dentro de dicho periodo. Dicha demanda habitualmente está bastante por debajo de la máxima del sistema en el periodo de punta, y muy por debajo de la anual del sistema.

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 ello:

Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno

- 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 1° 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 153 de 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 Firme Preliminar

Se obtiene del promedio ponderado, a razón 80%, 10% y 10% de las potencias asociadas a los atributos suficiencia, tiempo de partida y tasa de toma de carga 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.

4.4 Potencia de suficiencia (metodología D.S. 62, futura)

El esquema general del procedimiento de cálculo de potencia de suficiencia (término establecido para referirse al reconocimiento de potencia en la Ley 19.940) que establece el D.S. 62 y que se espera entre en vigencia en los próximos años, una vez que se encuentre en operación el mercado de servicios complementarios, se ilustra en la Figura 38.

Figura 38: Enfoque metodológico de la potencia de suficiencia del D.S. 62



$LOLP_{DM}$ = Probabilidad de pérdida de carga bajo condición de demanda máxima

Fuente: Elaboración propia

A continuación, se describe cada una de las etapas y los conceptos utilizados en el proceso de cálculo.

Demanda y periodo involucrado

La ventana de medición de la demanda abarca el año completo y considera como demanda máxima el promedio del 0,6% de los mayores valores de demanda horaria de la curva de carga agregada del sistema.

Potencia Inicial Hidráulica

Persigue estimar el aporte de las centrales hidráulicas en las horas de mayor demanda anual. Esto, para una disponibilidad conservadora de caudales afluentes.

- Clasifica las centrales hidráulicas en embalse, pasada y en serie hidráulica. Distingue dentro de las dos últimas aquellas con y sin capacidad de regulación.
- Usa el caudal afluente promedio anual resultante de promediar los dos años con menor energía afluente de la estadística de caudales de los últimos 40 años, previos al año de cálculo.
- Como cota inicial de embalses toma el equivalente a la energía promedio embalsada al 1° de abril de cada embalse en los últimos 20 años.
- Filtraciones de los embalses acordes con la energía inicial del punto anterior.

- Metodología de cálculo para centrales de embalse, serie, y con capacidad de regulación por medio de un procedimiento que busca distribuir la energía regulable hidráulica total del sistema siguiendo un llenado de la curva de duración de carga anual. Esto, respetando los modelos de las cuencas hidrográficas. La potencia inicial conjunta (potencia de regulación) obtenida en la hora de mayor demanda es asignada a las centrales con capacidad de regulación a prorrata de la energía anual de regulación aportada al sistema.

Potencia Inicial Térmica

Se calcula como la potencia máxima de la central reducida en un factor igual a la disponibilidad anual media de su energético para el año con menor disponibilidad de la estadística de entre los últimos 5 años previos al año de cálculo. Si la central demuestra capacidad de operación con combustible alternativo, entonces la potencia de la central resulta de un promedio ponderado de disponibilidades por potencias máximas alcanzadas con cada combustible.

Potencia de Suficiencia Preliminar

En su primera parte, la potencia inicial es reducida por los siguientes factores que dan cuenta de su disponibilidad anual:

- Mantenimientos programados
- Tasas de falla (IFOR) y estados deteriorados

Las potencias resultantes de las reducciones anteriores son introducidas en un modelo probabilístico que da cuenta del “aporte a la suficiencia del sistema” de cada central para determinar su potencia de suficiencia preliminar. Dicho modelo será definido por el CDEC respectivo.

Potencia de Suficiencia Definitiva y MRT

En esta parte del proceso de cálculo la potencia preliminar de cada medio de generación es escalada por un factor, único para todas ellas, de manera que la suma de las potencias definitivas sea igual a la demanda de punta del sistema.

Por otro lado, el precio básico de la potencia, determinado por la CNE, incorpora un escalamiento dado por el Margen de Reserva Teórico (MRT) del sistema. Dicho margen es calculado a partir del Margen de Potencia (MP), igual a la Potencia Inicial total del sistema, usando una función lineal

Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno

cuyo resultado es acotado inferiormente por un MRT mínimo de 10%. La función actúa de forma inversa de modo que a mayor MP se obtiene un menor MRT y viceversa. Para valores usuales de MP el MRT se moverá en un rango de 10% a 15%.

En la metodología descrita, el tratamiento de las ERNC no debiese ser discriminatorio respecto de las tecnologías convencionales.

Anexo 5

Glosario de términos

A continuación, se entregan definiciones a distintos términos y conceptos utilizados en el texto:

Acceso abierto	Capacidad de un tercero de hacer uso de las instalaciones de transporte, con la finalidad de abastecer de energía eléctrica a los clientes del sistema.
Área de influencia común	Área fijada para efectos de remuneración del sistema troncal, constituida por el conjunto mínimo de instalaciones troncales entre dos nudos de dicho sistema, en la que concurren, simultáneamente, las siguientes características: 1.- Que entre dichos nudos se totalice al menos un setenta y cinco por ciento de la inyección total de energía del sistema; 2.- Que entre dichos nudos se totalice al menos un setenta y cinco por ciento de la demanda total del sistema, y 3.- Que la densidad de la utilización, dada por el cociente entre el porcentaje de inyecciones dentro del área de influencia común respecto de las inyecciones totales del sistema y el porcentaje del valor de inversión de las instalaciones del área de influencia común respecto del valor de inversión del total de instalaciones del sistema troncal, sea máxima.
Balace de energía (CDEC)	Diferencia entre inyecciones (energía generada valorizada a costo marginal en barras de inyección al sistema de transmisión) y retiros (energía comprometida en contratos valorizada a costo marginal en barras de venta).
Capacidad de regulación	Se entiende como capacidad de regulación de una central hidráulica el período en que ésta puede entregar en forma sostenida potencia máxima haciendo uso del embalse o estanque de regulación asociado y tomando en cuenta los afluentes esperados.
Centro de Despacho Independiente	Una organización que no es propietaria de instalaciones y que tiene la responsabilidad de operar el sistema en forma segura y económica. Representado por los CDEC para el caso de Chile.
Cliente libre	Corresponde a consumidores sobre un determinado volumen (> 500 kW). Puede haber más de un tipo de cliente libre. Estos consumidores tienen la opción de acceder a precios libremente pactados. Se relaciona con cliente en mercado mayorista.
Cliente regulado	Corresponde al consumidor final con tarifa definida por la autoridad (< 500 kW) o bien voluntariamente hasta 2000 kW.

Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno

Contrato bilateral	Contrato directo sólo entre el generador de energía y el consumidor o broker, realizado al margen del parque generador centralizado (centro de despacho de carga).
Costo marginal	El costo para el sistema, de proveer una unidad adicional (marginal) de energía, no considerando costos hundidos.
Despacho económico	Distribución de todos los requerimientos de generación entre las unidades del parque de generación de manera de alcanzar el óptimo económico del sistema. Toma en consideración tanto los costos incrementales de generación como los costos incrementales de la transmisión.
Distribuidor	Corresponde a las empresas con concesión en una zona geográfica determinada. Operan y mantienen las instalaciones de distribución.
Empresa eficiente/modelo	Corresponde al diseño óptimo (técnico/económico/ organizacional) de una empresa de distribución, sobre el cual se definen los costos por servicio de distribución que se transfieren a clientes.
Generación distribuida	Fuente de generación de energía eléctrica, conectada directamente al sistema de distribución o bien en instalaciones interiores del usuario.
Ingreso tarifario	Ingreso obtenido por la línea en función de los costos marginales. Se define como la diferencia de los productos de los flujos por los costos marginales en ambos extremos de la línea.
Integración vertical	Propietario y operador del sistema de potencia incluida la generación, transmisión y distribución. Este propietario tiene la responsabilidad de la integridad y confiabilidad del sistema frente a todos los clientes que son abastecidos por él.
Medio de Generación No Convencional (MGNC)	Medios de generación cuya fuente sea no convencional y sus excedentes de potencia suministrada al sistema sean inferiores a 20.000 kW. Considerando la cogeneración eficiente a base de combustibles fósiles, esta categoría también puede incluir proyectos clasificados como energías convencionales.
Mercado mayorista	Compra y venta de electricidad de los grandes consumidores a los generadores, junto con los servicios complementarios requeridos para mantener la confiabilidad y la calidad de producto a nivel de transmisión.
Mercado spot	Mercado para intercambio inmediato de electricidad a costo marginal instantáneo. En el caso de Chile, es cerrado a los generadores.
O&M	Se refiere a los costos asociados a operación y mantenimiento aplicables a centrales de generación o bien instalaciones de transmisión.

Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno

Orden de mérito	Ordenamiento de menor a mayor de las unidades de generación de acuerdo a sus costos variables de operación. De esta forma se obtiene una primera aproximación del despacho económico de las centrales para distintos niveles de demanda.
Peak load pricing	Sistema de tarificación basado en la teoría marginalista en donde los consumidores pagan un precio por energía y un precio por capacidad (potencia) asociado a las horas de mayor demanda.
Peaje	Cargo por uso de las instalaciones de transporte.
Pequeño Medio de Generación (PMG)	Medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema sean menores o iguales a 9.000 kW conectados a instalaciones pertenecientes a un sistema troncal, de subtransmisión o adicional, en adelante pequeños medios de generación o "PMG".
Pequeño Medio de Generación Distribuido (PMGD)	Medios de generación cuyos excedentes de potencia sean menores o iguales a 9.000 kW, conectados a instalaciones de una empresa concesionaria de distribución, o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público, en adelante pequeños medios de generación distribuidos o "PMGD". A los PMGD se les confiere el derecho a conectarse a las redes de distribución.
Plan de obras	El plan de obras corresponde a un instrumento para la fijación de precios de nudo, dado que su definición junto con la optimización de la operación del sistema (mínimo costo esperado de operación y falla en el sistema), determinan los costos marginales esperados en el sistema. El plan de obras indicativo constituye un referente para el desarrollo adaptado del sistema.
Pool	Mercado de electricidad de corto plazo donde los vendedores ofertan en el pool los precios y cantidades de electricidad, y los generadores son despachados para suministrar la demanda. Un pool abarca las funciones de una bolsa y un operador del sistema. Estas funciones pueden ser realizadas por una sola entidad, o alternativamente, pueden ser diferenciadas.
Potencia	Tasa a la cual la energía eléctrica es producida, o consumida. La potencia es medida en watts (W), o más convenientemente en kilowatts (kW) o megawatts (MW). Un MW equivale a 103 kW o 106W.
Potencia de suficiencia	Potencia que puede garantizar un generador bajo condiciones demanda máxima considerando la disponibilidad de energético primario y la confiabilidad de la unidad de generación.
Precio de nudo de la energía	Precio medio de la energía al cual se realizan las transferencias entre generadores y distribuidores para dar suministro a clientes regulados. Este precio es determinado por la CNE para períodos de 6 meses.

Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno

Precio de nudo de la potencia	Precio que se reconoce a generadores por su contribución a la demanda de punta del sistema. El precio de la potencia se estima considerando el costo de inversión de una turbina a gas necesaria para dar suministro en condiciones de demanda máxima del sistema.
Regulador	Determina el marco reglamentario que fija las reglas, dicta normas y resuelve divergencias. A esta entidad, la cual puede componerse de una o más instituciones del estado, se le denomina ente regulador.
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.
Servicios complementarios	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°. 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.
Suficiencia	Atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer su demanda.
Transportista	Se refiere a las empresas que operan en niveles de tensión especificados para los sistemas de transmisión. Transportan energía eléctrica desde los centros de generación a los de consumo.

Anexo 6

Referencias bibliográficas adicionales

- [1] Comisión Nacional de Energía. La regulación del segmento de transmisión. Documento de trabajo, diciembre 2005.
- [2] CDEC-SING. Estadísticas de Operación 1998 / 2007, p. 25.
- [3] Boiteux, M.: "Peak load-pricing." Journal of Business Vol. 33, pp. 157-179, 1960.
- [4] Gobierno de Chile, CONICYT, Unión Europea: "El sector de la energía en Chile, Capacidades de investigación y áreas de desarrollo científico-tecnológico", junio 2007.
- [5] Editec, Compendio Energético, 2008-2009.



Fotos:

Portada:

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

Interior:

- Markus Schüller
- Agentur für Erneuerbare Energien
- Miriam Tamayo/GTZ
- BSW-Solar/Solar Millennium