



Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno

Edición 2020

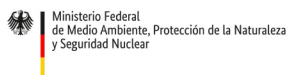


Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno

Edición 2020



Por encargo de:



de la República Federal de Alemania



Edición:

Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Friedrich-Ebert-Allee 40
53113 Bonn · Alemania

Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5
65760 Eschborn · Alemania

Nombre del proyecto:

Descarbonización del Sector Energía en Chile

Marchant Pereira 150
7500654 Providencia
Santiago · Chile
T: +56 22 30 68 600
I: www.giz.de

Responsable:

Rainer Schröer

En coordinación:

Ministerio de Energía de Chile
Alameda 1449, Pisos 13 y 14, Edificio Santiago Downtown II
Santiago de Chile
T: +56 22 367 3000
I: www.energia.gob.cl

Registro de Propiedad Intelectual Inscripción, ISBN: 978-956-8066-40-6. Cuarta edición: noviembre 2021

Cita:

Título: Las Energías Renovables en el Mercado Eléctrico Chileno
Autor(es) cuarta edición: GIZ y Ministerio de Energía
Autor(es) primera edición: Rodrigo Palma Behnke, Guillermo Jiménez Estévez, Ignacio Alarcón Arias y GIZ
Revisión y modificación: GIZ y Ministerio de Energía
Edición: GIZ y Ministerio de Energía
Santiago de Chile, 2021
195 páginas
Energía - Renovables - ERNC - Mercado eléctrico

Aclaración:

Esta publicación ha sido preparada por encargo del proyecto "Descarbonización del Sector Energía en Chile" implementado por el Ministerio de Energía y Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH en el marco de la cooperación intergubernamental entre Chile y Alemania. El proyecto se financia a través de la Iniciativa internacional sobre el clima (IKI) del Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza y Seguridad Nuclear de Alemania - BMU. Sin perjuicio de ello, las conclusiones y opiniones de los autores no necesariamente reflejan la posición del Gobierno de Chile o de GIZ. Además, cualquier referencia a una empresa, producto, marca, fabricante u otro similar en ningún caso constituye una recomendación por parte del Gobierno de Chile o de GIZ.

Santiago de Chile, 30 de noviembre de 2021



La actualización de esta publicación fue preparada en el marco del proyecto “Descarbonización del sector energía en Chile”, por encargo del Ministerio de Medio Ambiente Alemán (BMU) e implementado por el Ministerio de Energía de Chile y Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) 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 GIZ. Se autoriza la reproducción parcial o total, siempre y cuando se cite la fuente de referencia.

La primera edición del libro del año 2009 fue elaborada por Rodrigo Palma Behnke, Guillermo Jiménez Estévez e Ignacio Alarcón Arias de la Fundación para la Transferencia Tecnológica (UNTEC) y la Universidad de Chile. Esta publicación fue luego complementada el año 2012 y se desarrolló en un contexto donde las ERNC tenían una participación muy limitada en el sistema nacional y en un contexto de mercado totalmente distinto al actual. La segunda edición del año 2018 actualizó y reemplazó la anterior construyendo sobre la misma la inclusión de los cambios regulatorios que han revolucionado el mercado eléctrico nacional, haciendo de las ERNC las fuentes dominantes en la expansión de la matriz energética nacional. La presente actualización es realizada por GIZ y el Ministerio 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 fue perfeccionado a través de los años, manteniendo su definición original de un sistema operado a mínimo costo global, aunque la interpretación de este principio fue evolucionando en el tiempo. Este marco se mantuvo relativamente estable hasta el año 2004, cuando a través de un cambio a la LGSE, oficializado mediante la Ley 19.940, se modifica un conjunto de aspectos del mercado eléctrico que afectan a todos los medios de generación y otros aplicables exclusivamente a las Energías Renovables No Convencionales (ERNC), mejorando sus condiciones de acceso al mercado, entregando el derecho de evacuación de energía a través de las redes de distribuciones, otorgando exenciones de peajes de transmisión a proyectos ERNC de menor escala, entre otros cambios destacables.

Posteriormente, en el año 2008, entró en vigencia la Ley 20.257, que establece la obligación para las empresas eléctricas que efectúan ventas a clientes finales de proveer un porcentaje de la energía comercializada a través de proyectos ERNC, generando un cambio fundamental en el mercado eléctrico nacional. Esta Ley fue actualizada por la Ley 20.698 de 2013, la cual aumentó los porcentajes de obligación.

Cambios aún más profundos son los que ha experimentado el mercado eléctrico en los últimos años, con la regulación y perfeccionamiento de nuevos mercados como el de la generación distribuida de hasta 9 MW (Decreto Supremo N°244, año 2005/2006 y Decreto N°101, año 2015), la generación distribuida residencial y comercial (Ley 20.571, año 2012/2014, y la Ley 21.118 de 2018), el perfeccionamiento del sistema de licitaciones de bloques de energía de clientes regulados (Ley 20.805, año 2015), la reforma estructural a la planificación, expansión y remuneración de los sistemas de transmisión y la creación de un coordinador único e independiente del sistema eléctrico (Ley 20.936, año 2016). Mediante esta última ley 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 eficiencia económica, seguridad de suministro y sustentabilidad ambiental que rigen la política energética chilena.

Por último, cabe mencionar los nuevos compromisos de los últimos años relacionados con la integración de ERNC, entre ellos, el cronograma de retiro y/o reconversión de las centrales termoeléctricas a carbón, la estrategia de flexibilidad y la estrategia de hidrógeno verde.

Todos estos compromisos, modificaciones al sistema y mercado eléctrico nacional se han traducido en señales de precio y modelos de negocio que son captados rápidamente por los diferentes tomadores de decisiones en el mercado eléctrico. Estas señales también son percibidas por potenciales inversionistas de proyectos ERNC, tanto aquellos actualmente presentes en el mercado eléctrico nacional como otros potenciales nuevos inversionistas. Lo anterior se ha traducido en un desarrollo explosivo de proyectos ERNC en los sistemas eléctricos nacionales durante la última década, alzando a Chile como un líder en Latinoamérica en el desarrollo de proyectos de este tipo de tecnologías.

El presente documento tiene como propósito contribuir a este proceso de transformación, entregando un análisis de los aspectos más relevantes para el desarrollo de proyectos ERNC desde la visión de un inversionista o desarrollador de proyectos, 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.

Índice

Prefacio	4
Figuras	8
Tablas	9
Anexos	9
Abreviaturas	10
1. Introducción	11
1.1 Motivación y justificación	12
1.2 Objetivo y alcance	17
1.3 Estructura del documento	18
2. Descripción general del sector eléctrico chileno	20
2.1 Sistemas eléctricos	21
2.2 Oferta de energía eléctrica	23
2.2.1 Capacidad instalada	25
2.2.2 Energía generada	27
2.3 Consumo y clientes	29
2.3.1 Cliente regulado	30
2.3.2 Cliente libre	35
2.4 Sistemas de transmisión y distribución	36
2.4.1 Sistemas de transmisión	37
2.4.2 Acceso, remuneración y planificación de la transmisión	41
2.4.3 Sistemas de distribución	47
2.5 Sistemas de almacenamiento	48
2.6 Marco institucional del sector eléctrico	53
2.6.1 Ministerio de Energía	55
2.6.2 El Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional	57
2.6.3 Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos	58
2.6.4 El Tribunal de Defensa de la Libre Competencia	58
3. Funcionamiento del mercado eléctrico chileno	60
3.1 Fundamento económico del mercado eléctrico	61
3.2 Modelo del mercado eléctrico	63
3.3 El mercado spot	65
3.4 Mercado de contratos	69
3.5 Suficiencia y seguridad del sistema eléctrico	70
3.5.1 Potencia de suficiencia	71
3.5.2 Servicios complementarios	73
3.6 Ley de Facturación Neta (Netbilling)	76
3.7 Importación / exportación de energía eléctrica	79

4. Las ERNC en el mercado eléctrico chileno	81
4.1 Contexto general de las ERNC	82
4.2 Definición de medios de generación de ERNC en la regulación	83
4.3 Descripción general de etapas de desarrollo de proyectos ERNC	85
4.4 El marco regulatorio para las ERNC	87
4.4.1 Sistemas de precios del sector eléctrico	89
4.5 Ley de Energías Renovables No Convencionales (Ley 20.257 y Ley 20.698)	92
4.5.1 Cumplimiento de la obligación ERNC	95
4.6 Reconocimiento de potencia de suficiencia a centrales ERNC	96
4.7 Exigencias técnicas mínimas para proyectos ERNC contenidas en la NTSyCS	98
4.8 Plataformas de información y recursos disponibles	99
4.8.1 Plataformas de información para evaluar recursos energéticos	100
4.8.2 Licitaciones de terrenos fiscales	100
4.8.3 Concesiones de exploración geotérmica	101
5. Integración al mercado de ERNC	104
5.1 Alternativas de integración a un sistema eléctrico	106
5.2 Tramitación de permisos técnicos	107
5.2.1 Procedimiento de conexión de los proyectos acogidos a la Ley de Facturación Neta (Netbilling)	107
5.2.2 Conexión a redes de distribución de PMGD	108
5.2.3 Conexión al sistema de transmisión	109
5.3 Costos de conexión	110
5.3.1 Costos de conexión a redes de distribución	110
5.3.2 Costos de conexión a un sistema de transmisión	110
6. Operación comercial en el mercado	113
6.1 Descripción general de alternativas de comercialización	115
6.1.1 Comercialización en el mercado spot	117
6.1.2 Venta de potencia en el mercado spot	118
6.1.3 Mercado de contratos	119
6.1.4 Cuotas de ERNC	120
6.2 Las alternativas de comercialización	120
6.2.1 Alternativa 1: Venta de energía y potencia en el mercado spot	120
6.2.2 Alternativa 2: Combinación entre mercado spot y contrato con un cliente libre	121
6.2.3 Alternativa 3: Combinación entre mercado spot y mercado de contratos con clientes regulados	122
6.2.4 Alternativa 4: Contrato directo con empresa de generación	122
6.2.5 Alternativa 5: Fuera de mercado mayorista (contrato directo con empresa distribuidora)	122
6.3 Pago por uso de las redes	123
6.3.1 Pago de peajes por uso del sistema de transmisión nacional (anteriormente troncal)	125
6.3.2 Pago de peajes por uso del sistema zonal (anteriormente subtransmisión)	125
6.3.3 Pago de peajes por uso de los polos de desarrollo	126
6.3.4 Pago de peajes por uso del sistema de distribución	126
6.4 Exención de peajes	126
6.5 Servicios complementarios y ERNC	127

Figuras

Figura 1: Principales metas para el año 2035 y 2050 Política Energética 2050	14
Figura 2: Capacidad instalada por sistema eléctrico en Chile	24
Figura 3: Evolución de la capacidad instalada de generación en Chile	25
Figura 4: Evolución de la capacidad instalada solar y eólica	26
Figura 5: Generación eléctrica por tipo de tecnología durante el año 2020, 2019 y 2009	28
Figura 6: Demanda máxima histórica de potencia	29
Figura 7: Precios promedios y volúmenes de energía contratados en licitaciones reguladas	31
Figura 8: Componentes de la tarifa a cliente regulado	33
Figura 9: Clasificación de los sistemas de transporte	38
Figura 10: Remuneración de los sistemas de transmisión	44
Figura 11: Categorías de Sistemas de Almacenamiento según tipo de energía almacenada.	49
Figura 12: Categorías de sistemas de almacenamiento según capacidad de almacenamiento y potencia	50
Figura 13: Sector eléctrico e instituciones	54
Figura 14: Equilibrio financiero en el modelo marginalista	62
Figura 15: Mercado mayorista chileno	65
Figura 16: Concepto de remuneración en el mercado eléctrico	67
Figura 17: Transferencias de potencia en el mercado spot	68
Figura 18: Enfoque metodológico de la potencia de suficiencia del D.S. N°62	72
Figura 19: Distribución de proyectos de generación asociados a la Ley de Facturación Neta (Netbilling) por tamaño y aporte de potencia de cada segmento.	77
Figura 20: Etapas de desarrollo de un proyecto ERNC	84
Figura 21: Clasificación de medios de generación renovables no convencionales	86
Figura 22: Cronología del proceso normativo	88
Figura 23: Exención del peaje troncal para medios de generación no convencional en función del excedente de potencia	89
Figura 24: Ejemplo de curva de oferta agregada de generación	91
Figura 25: Mecanismo de acreditación ERNC para unidades hidráulicas	94
Figura 26: Cumplimiento anual de las obligaciones ERNC	96
Figura 27: Concesiones de exploración y explotación de energía geotérmica	102
Figura 28: Etapas de integración al mercado	105
Figura 29: Normativa aplicable en función del sector de conexión	107
Figura 30: Elementos constitutivos de la operación en el mercado	115
Figura 31: Alternativas de interacción comercial de un proyecto ERNC	116
Figura 32: Tratamiento de energías renovables en pagos por capacidad	119
Figura 33: Factor de ajuste que reduce los pagos de peajes de inyección progresivamente a partir de 2019 para contratos de suministro firmados antes de la entrada en vigencia de la Ley 20.936.	125

Tablas

Tabla 1: Capacidad instalada en el país por sistema (en MW)	23
Tabla 2: Descuento en el precio de energía eléctrica a comunas según factor de intensidad	34
Tabla 3: Descuento en el precio de energía eléctrica a comunas según porcentaje de aporte	35
Tabla 4: Categorías de servicios complementarios	74
Tabla 5: Porcentaje de asignación de reserva por tecnología ERNC en agosto 2020	76
Tabla 6: Obligaciones anuales establecidas en la Ley 20.257 y Ley 20.698	93
Tabla 7: Exigencias técnicas aplicables a tecnologías ERNC según NTSyCS	99

Anexos

1. Anexo 1: Marco regulatorio del sector eléctrico (énfasis en ERNC)	128
1.1 Leyes	129
1.2 Reglamentos	137
1.3 Normativa técnica	140
2. Anexo 2: Aspectos de funcionamiento del mercado	143
2.1 Despacho	143
2.2 Transferencias de potencia en el mercado spot	145
3. Anexo 3: Potencia de suficiencia	146
3.1 Compromiso de demanda de punta	146
3.2 Capacidad de generación compatible con la suficiencia	147
4. Anexo 4: Generación distribuida	156
4.1 Estado actual de proyectos acogidos a Ley de Facturación Neta (Netbilling) y proyectos PMGD	158
4.2 Valorización de las inyecciones de los excedentes de generación a la red	160
4.3 Procedimiento de conexión a la red	162
4.4 Modelos de negocios para el autoabastecimiento	172
4.5 Modelo ESCO (Energy Service Company)	173
5. Anexo 5: Plataformas de información	175
5.1 Prospección de los recursos	175
5.2 Campañas de medición eólica y solar	175
5.3 Exploradores de Energía eólica y solar	175
5.4 Explorador de derechos de aprovechamiento de aguas no consuntivos	179
5.5 Explorador de Bioenergía forestal	181
5.6 Explorador Marino	182
5.7 Explorador de Calefacción	183
6. Anexo 6: Glosario de términos	184
7. Anexo 7: Links a las principales leyes, reglamentos y normas del sector eléctrico	191

Abreviaturas

BT	Baja Tensión
Cmg	Costo marginal
CNE	Comisión Nacional de Energía
Coordinador	Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional
CORFO	Corporación de Fomento de la Producción
DFL	Decreto con Fuerza de Ley
D.S.	Decreto Supremo
EAE	Evaluación Ambiental Estratégica
ERNC	Energías Renovables No Convencionales
GIZ	Deutsche Gesellschaft für Internationale 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
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
NTCO	Norma Técnica sobre Conexión y Operación de Pequeños Medios de Generación Distribuidos en Instalaciones de Media Tensión
NTSyCS	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
O&M	Operación y Mantenimiento
PMG	Pequeño Medio de Generación
PMGD	Pequeño Medio de Generación Distribuido
PN	Precio de Nudo
SCR	Solicitud de Conexión a la Red
SEC	Superintendencia de Electricidad y Combustibles
SEIA	Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SIC	Sistema Interconectado Central
SINEA	Sistema de Interconexión Eléctrica Andina
SING	Sistema Interconectado del Norte Grande
SpotG	Precio spot generador
SpotL	Precio spot consumo
SSCC	Servicios Complementarios
UTM	Unidad Tributaria Mensual
VAD	Valor Agregado de Distribución

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 No 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, que suministran a los clientes regulados.

Por más de 20 años, el mercado eléctrico chileno fue perfeccionado a través de la creación de reglamentos y normas, situación que comienza a cambiar cuando Chile enfrenta una importante crisis energética, que en el tiempo combina diversas condiciones, incluyendo las restricciones de suministro de gas natural argentino, una importante sequía que limita los aportes de plantas hidroeléctricas, ralentizamiento de las inversiones en el sector, etc. De esta forma, 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 afectan a todos los medios de generación, introduciendo además 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 de acreditar que un porcentaje de la energía comercializada provenga de ERNC. Esto establece un aumento progresivo de la participación ERNC hasta llegar a un 10% en el año 2024. Esta obligación fue incrementada el año 2012, a través de la Ley 20.698, estableciendo una nueva obligación ERNC de 20% para el año 2025. La empresa eléctrica que no acredite el cumplimiento de esta obligación, debe pagar un cargo por cada megawatt-hora de déficit respecto de su obligación, lo que en la práctica reforzó rápidamente el interés por la búsqueda y el desarrollo de proyectos ERNC costo-efectivos.

Más allá de la misma regulación, uno de los procesos inéditos que ha impulsado el desarrollo del sector fue realizado el año 2014 y consistió en un proceso de planificación participativa para la política energética de largo plazo denominado Energía 2050, proceso que se extendió por más de 18 meses con importante impacto nacional. Como parte de este proceso se realizaron diversas instancias de discusión y se formó un Comité Consultivo compuesto por diferentes actores tanto del sector público como privado y de la academia. Como resultado, se establecieron 34 lineamientos estratégicos con su respectivo plan de acción, tanto para el año 2030 como para el 2050, generando una política y hoja de ruta inédita en el país. En el ámbito de las energías renovables, se estableció una de las metas más radicales, para el año 2035 alcanzar al menos que un 60% de la generación eléctrica nacional provenga de fuentes renovables y para el año 2050 este valor aumente a un 70%. A continuación, se presenta un resumen de estas y otras metas establecidas en el proceso de planificación participativa en la Figura 1.

Figura
01

Principales metas para el año 2035 y 2050 Política Energética 2050

PRINCIPALES METAS ENERGÍA 2035



1

La interconexión de Chile con los demás países miembros del SINEA, así como con otros países de Sudamérica, particularmente los del MERCOSUR, es una realidad.



2

La indisponibilidad de suministro eléctrico promedio, sin considerar fuerza mayor, **no supera las 4 horas/año en cualquier localidad del país.**



3

Al menos **100% de viviendas de familias vulnerables** con acceso continuo y de calidad a los servicios energéticos.



4

Todos los proyectos energéticos desarrollados en el país cuentan con mecanismos de asociatividad comunidad/empresa, que contribuyen al desarrollo local y un mejor desempeño del proyecto.



5

Chile se encuentra entre los **5 países OCDE** con menores precios promedio de suministro eléctrico, a nivel residencial e industrial.



6

Al menos el **60%** de la generación eléctrica nacional proviene de energías renovables.



7

Al 2030, el país reduce al menos un **30%** la intensidad de sus emisiones de gases de efecto invernadero, respecto al año 2007.



8

El **100%** de los grandes consumidores de energía industriales, mineros y del sector transporte deberán hacer un uso eficiente de la energía, con activos sistemas de gestión de energía e implementación activa de mejoras de eficiencia energética.



9

Al 2035 todas las comunas cuentan con regulación que declara a la biomasa forestal como combustible sólido.



10

El **100%** de vehículos nuevos licitados para transporte público de pasajeros incluyen criterios de eficiencia energética entre las variables a evaluar.

Fuente: Energía 2050 Política Energética de Chile. Ministerio de Energía

Figura
01

Principales metas para el año 2035 y 2050 Política Energética 2050

(Continuación)

PRINCIPALES METAS 2050



Fuente: Energía 2050 Política Energética de Chile. Ministerio de Energía

Nuevamente en el ámbito de la regulación, el año 2014 entró en vigencia la Ley 20.571 que reguló el pago de las tarifas eléctricas de generadores en instalaciones de clientes regulados y con ello habilitó la generación distribuida. Esta Ley es conocida como Ley de Facturación Neta o Netbilling o Generación Distribuida o Generación Residencial y ha permitido la instalación de proyectos de autoabastecimiento con la posibilidad de inyección de sus excedentes a la red, recibiendo una remuneración por los mismos. Con la Ley 21.118 de 2018, el límite de potencia de los proyectos aumentó de 100 a 300 kW.

En los años 2015 y 2016 se han aprobado y entrado en vigencia nuevas leyes de gran relevancia para el sector eléctrico nacional. La Ley 20.805 perfecciona el sistema de licitaciones de suministro eléctrico para clientes sujetos a regulaciones de precios, mejorando considerablemente la competencia en estas licitaciones. También han disminuido las barreras que tenían los proyectos de energías renovables para participar, permitiéndoles concentrar sus ofertas en los bloques donde efectivamente tienen su recurso disponible y con ello empujando los precios ofertados a la baja.

Por otro lado, la Ley 20.936, que establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del SEN, promulgada en julio de 2016, introduce cambios estructurales que modifican la expansión, planificación, remuneración de la transmisión, proveyendo una red de transmisión robusta, con gran capacidad de integración de proyectos ERNC a lo largo del país. Establece también la figura empoderada y los lineamientos del funcionamiento del Coordinador como un organismo técnico e independiente encargado de la coordinación de la operación del conjunto de las instalaciones del SEN, reemplazando a los antiguos Centros de Despacho Económico de Carga (CDECs), agregándole nuevas funciones, atribuciones y obligaciones.

Cabe mencionar los últimos compromisos anunciados por el Ministerio de Energía que incentivan la integración de ERNC. Entre estos, el acuerdo que firmaron las empresas propietarias de las centrales termoeléctricas a carbón, quienes se comprometieron al término del desarrollo de nuevas centrales a carbón en el país que no cuenten con sistemas de captura de carbón y el establecimiento de una Mesa de Trabajo cada cinco años, que analizará los efectos del retiro y/o reconversión de unidades a carbón sobre la seguridad y la eficiencia económica del SEN, la actividad económica local y los aspectos medioambientales que tengan incidencia. Posterior a la primera Mesa y producto de las negociaciones del Ministerio con las empresas termoeléctricas a carbón, en junio de 2019 se acordó un cronograma de retiro y/o reconversión de 8 unidades a carbón al 2024, y el retiro total de las unidades

existentes al año 2040. Tras dicho anuncio se adelantó el cierre de algunas unidades, además de sumarse 7 nuevas unidades al cronograma y la reconversión de 3 unidades más al 2025.

Por otro lado, en septiembre de 2020, el Ministerio de Energía junto con la CNE lanzó la Estrategia de Flexibilidad, la cual define los lineamientos para las modificaciones del marco regulatorio de manera que se aborden los nuevos desafíos operacionales que enfrentará el SEN con la integración masiva de los proyectos ERNC.

También, en noviembre de 2020 se lanzó a consulta pública la estrategia nacional de hidrógeno verde, la cual es una política de largo plazo que establece las ambiciones para crear una nueva industria de hidrógeno a partir de energías renovables.

Los nuevos compromisos, leyes, reglamentos y normas asociadas a estos cambios se traducen en señales de precio y cambios fundamentales en los modelos de negocio para las ERNC. Estos cambios han sido captados rápidamente por los tomadores de decisiones en el mercado eléctrico y en especial por los inversionistas de proyectos ERNC, tanto los que están actualmente presentes en el mercado eléctrico nacional, como los nuevos inversionistas nacionales e internacionales. Lo anterior se ha manifestado en un proceso dinámico de desarrollo de proyectos ERNC en los sistemas eléctricos nacionales, por lo cual se ha dado un desarrollo explosivo de proyectos ERNC, alzando a Chile como un líder en Latinoamérica en el desarrollo de proyectos de este tipo de tecnologías, especialmente en energía solar fotovoltaica y la energía eólica a gran escala.

1.2 Objetivo y alcance

Debido a las características propias del modelo de mercado eléctrico chileno y de los cambios regulatorios asociados al sector eléctrico y las ERNC, se reconoce la necesidad de contar con una publicación actualizada sobre el mercado eléctrico en Chile desde la perspectiva de las energías renovables no convencionales. Más aún, luego de un importante número de modificaciones legales realizadas en los últimos años y en especial durante 2015 y 2016, cambiando aspectos fundamentales para la integración, evaluación, desarrollo y operación de proyectos ERNC. Por ello, en este documento se actualizan todos los contenidos, incluyendo los últimos cambios regulatorios, destacando su impacto en las ERNC.

El presente documento tiene como propósito contribuir al proceso de desarrollo e integración descrito en la sección anterior, entregando un análisis de distintos aspectos relevantes

para el desarrollo de proyectos 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 también los 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 el SEN, el cual está conformado por los antiguos sistemas SIC y SING. En cuanto a los otros sistemas de menor tamaño, estos operan bajo un régimen económico diferente.

De esta forma, el documento 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.

1.3 Estructura del documento

En el capítulo dos se presenta una descripción general del sector eléctrico chileno, considerando tanto la oferta disponible como la demanda y el tratamiento regulatorio de los distintos tipos de consumidores. Además, se describe el tratamiento regulatorio de la infraestructura del sistema eléctrico, tanto la transmisión, almacenamiento y distribución para finalmente describir la institucionalidad del sector.

En el capítulo tres se hace una descripción del funcionamiento del mercado eléctrico chileno, incluyendo su diseño económico y elementos técnicos a considerar. Se incluye también una breve descripción del mercado de generación distribuida, orientado a clientes residenciales, comerciales, productores agrícolas, pequeños industriales, etc.

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 y describiendo aspectos más técnicos y específicos sobre los requerimientos vigentes que se realizan a proyectos ERNC para integrarse al sistema de transmisión. Asimismo, se describen las leyes ERNC que establecen una cuota mínima de generación y se presenta el estado actual de cumplimiento de dicho límite.

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 regulatorios, técnicos y económicos. En este capítulo se pone especial énfasis en los Pequeños Medios de Generación Distribuidos (PMGD) que corresponden a proyectos de hasta 9 MW que se conectan a las redes de distribución. Además, se describen las plataformas de información disponibles para realizar evaluaciones de proyectos ERNC a lo largo del país.

En tanto, el capítulo seis describe la operación en el mercado de este tipo de proyectos, detallando las alternativas de modelos de negocio y los pagos por uso de los sistemas de transmisión y distribución.



2

**Descripción
general del sector
eléctrico chileno**



2. Descripción general del sector eléctrico chileno

En este capítulo se detallan aspectos específicos del sector eléctrico chileno, partiendo por la descripción general de los sistemas eléctricos del país. Luego, se describe la oferta actual de energía y potencia eléctrica, además de su composición tecnológica. Posteriormente, se detalla la clasificación de los tipos de clientes establecida en la regulación vigente. En seguida, se presenta una descripción de los sistemas de transmisión (con especial énfasis en el acceso, remuneración y planificación, todos aspectos modificados en el año 2016) y de los sistemas de distribución. Finalmente, se describe la institucionalidad del sector eléctrico en Chile.

2.1 Sistemas eléctricos

En la industria eléctrica nacional participan empresas privadas tanto en el sector de generación como de transmisión y distribución. En la generación, 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. Es decir, pocas empresas tienen una participación importante y liderazgo en el sector generación. Sin embargo, los últimos cambios legales han sido especialmente relevantes para mitigar esta realidad. Los cambios regulatorios, descritos a lo largo de este libro y que se pueden encontrar cronológicamente ordenados en el Anexo 1, están permitiendo derribar una serie de barreras de entrada al sector generación, sobre todo para la generación renovable no convencional. Con ello, nuevas empresas han podido entrar al mercado y formar parte del SEN, ampliando la oferta, aumentando la competencia y reduciendo los precios del suministro.

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 eléctrica¹. En Chile, estos sistemas interconectados se clasifican según su tamaño, por lo tanto, un sistema interconectado será clasificado como Sistema Eléctrico Nacional si tiene una capacidad instalada de generación igual o superior a 200 MW². Los sistemas medianos tienen una capacidad instalada superior a 1,5 MW e inferior a 200 MW³ y los pequeños, una capacidad instalada igual o inferior a 1,5 MW. Los principales sistemas eléctricos chilenos son los siguientes: el Sistema Eléctrico Nacional, el Sistema Eléctrico de Aysén y el Sistema Eléctrico de Magallanes. Estos sistemas se describen brevemente a continuación:

¹ Artículo 225° Letra a), DFL No 4.

² Artículo 225° , Letra b), DFL No 4.

³ Artículo 173°, DFL No 4

- ▶ El Sistema Eléctrico Nacional (SEN): es el sistema nacional que abastece la zona norte y centro del país, desde Arica por el norte hasta la localidad de Quellón por el sur. Este sistema se conformó por la interconexión de dos sistemas a partir de noviembre de 2017, el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC). El SEN constituye el 99,31% de la capacidad total instalada del país.
- ▶ El Sistema Eléctrico de Aysén (SEA): en la práctica corresponde a cinco sub sistemas medianos ubicados en la zona sur del país: Palena, Hornopirén, Carrera, Cochamó y Aysén. Su capacidad conjunta corresponde a sólo 0,26% de la capacidad instalada nacional.
- ▶ El Sistema Eléctrico de Magallanes (SEM): 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 0,43% de la capacidad instalada nacional.

Si bien el enfoque de este libro se centra en el SEN, cabe mencionar que en los sistemas de menor escala, como los sistemas medianos de Aysén y Magallanes, la estructura de tarifas se basa en la determinación de costos medios por cada segmento (generación, transmisión, distribución) y el suministro se realiza principalmente mediante un monopolio regulado, por lo que las oportunidades para proyectos ERNC son fundamentalmente distintas a las presentadas en este libro.

2.2 Oferta de energía eléctrica

La Tabla 1 resume la capacidad instalada a diciembre de 2020 en cada uno de los sistemas señalados arriba, desagregada en fuentes convencionales y energías renovables no convencionales. A su vez, la Figura 2 muestra las capacidades instaladas de los sistemas a diciembre de 2020. Información actualizada sobre las estadísticas del sector eléctrico nacional se puede encontrar en el sitio de energía abierta⁴.

Tabla 01 Capacidad instalada en el país por sistema (en MW)				
Fuente	SEN	Magallanes	Aysén	Total
Hidráulica > 20 MW	6346	0	0	6346
Combustibles Fósiles	11951	105	38	12094
Total Convencional	18297	105	38	18440
Hidráulica < 20 MW	562	0	23	585
Solar PV	3206	0	0	3206
Eólica	2143	3	3	2149
Biomasa	466	0	0	466
Geotermia	40	0	0	40
Total ERNC	6417	3	26	6445
Total Nacional	24714	107	64	24885

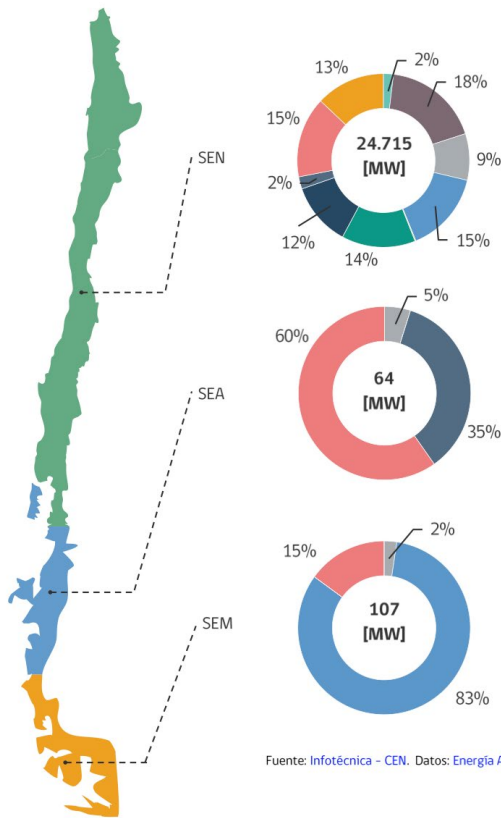
Fuente: Elaboración a partir de Reporte Mensual Sector Energético. Enero 2021. CNE.

⁴ En el siguiente link <http://energiaabierta.cne.cl/>.

Figura 02

Capacidad instalada por sistema eléctrico en Chile

Capacidad instalada neta por tecnología



Fuente: Infotécnica - CEN. Datos: Energía Abierta.

Capacidad instalada neta por sistema

Sistema	Capacidad [MW]	Capacidad [%]
SEN	24.715	99,3%
SEA	64,02	0,3%
SEM	107,39	0,4%
Total	24.886	100%

Fuente: Infotécnica - CEN. Datos: Energía Abierta.

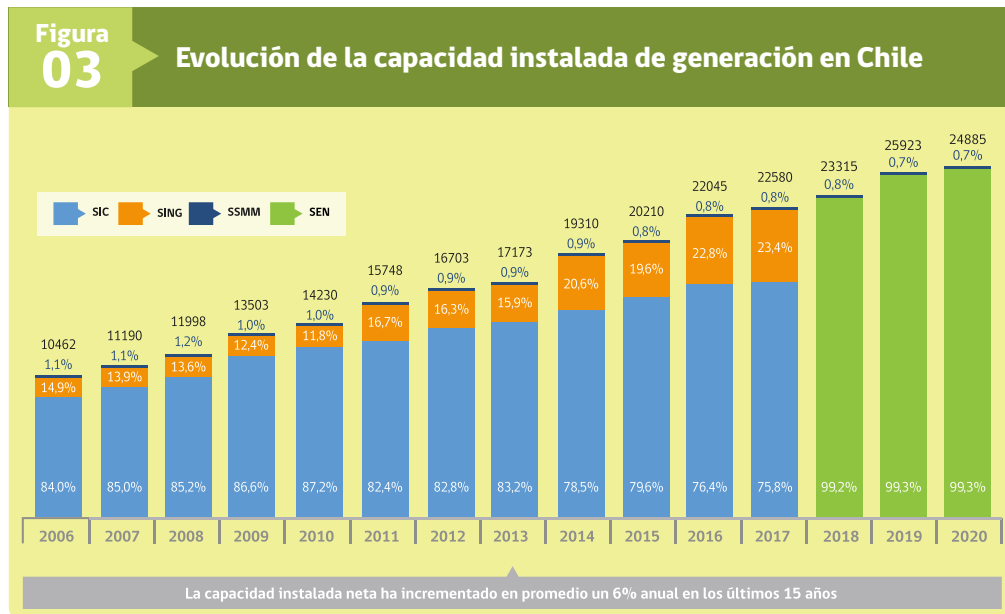
-  Eólica
-  Diésel
-  Carbón
-  Biomasa
-  Gas Natural
-  Solar fotovoltaico
-  Hidráulica de Pasada
-  Hidráulica de Embalse
-  Mini Hidráulica de Pasada
-  Geotermin

Fuente: Reporte Mensual Sector Energético. Enero 2021. CNE.

La oferta de generación, expresada tanto en términos de capacidad instalada como de aporte de energía en el sector eléctrico chileno se presenta en esta sección y está dada fundamentalmente por las inversiones que realizan los agentes y empresas privadas. Últimamente, esta oferta se ha ido expandiendo aceleradamente de la mano de proyectos ERNC. Desde el año 2014, la tecnología solar fotovoltaica ha aumentado considerablemente su capacidad instalada, principalmente debido al gran recurso solar presente en el norte del país, los bajos costos de esta tecnología, los cambios regulatorios realizados para poder integrar estos nuevos recursos al sistema eléctrico y la gestión de los terrenos fiscales para facilitar su instalación⁵. Por otro lado, se espera que las inversiones en generación eólica y solar continúen aumentando considerablemente los próximos años.

2.2.1 Capacidad instalada

La expansión del parque de generación eléctrica nacional se presenta en la Figura 3 en términos de capacidad instalada por sistema. El SEN representa el 99,3% y los sistemas medianos representan 0,7% del total de capacidad instalada del país. En promedio, la capacidad instalada eléctrica nacional se ha incrementado un 6% anual durante los últimos 15 años.

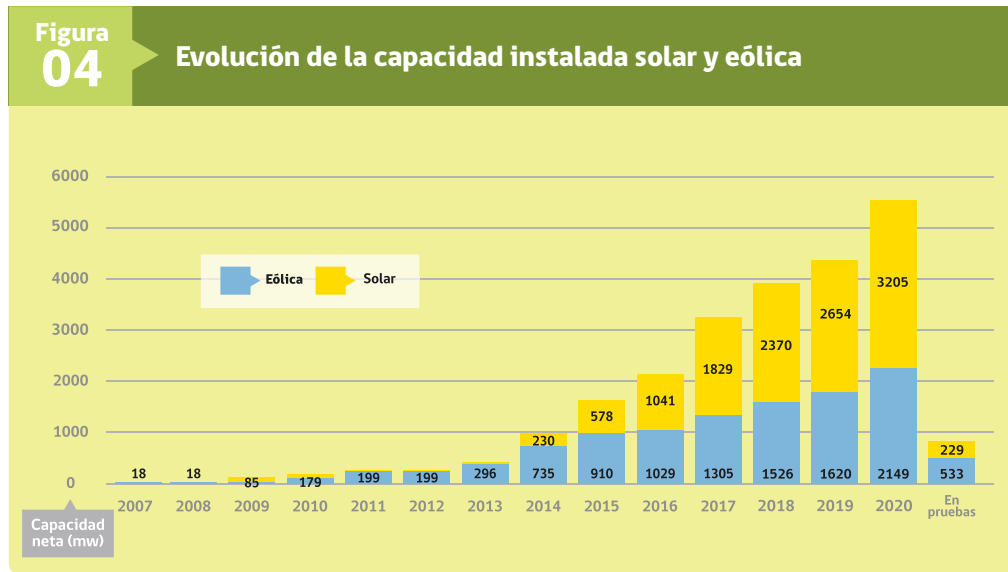


Fuentes: Elaboración propia a partir Anuario Estadístico de Energía 2016 y Reporte Mensual Sector Energético Enero 2021. CNE.

⁵Por ejemplo, durante el 2019 se entregaron 6.537 hectáreas para desarrollar proyectos de ERNC, lo que representa un aumento de 244,2% respecto de las 1.898 dispuestas el año anterior. El 67% de dichas concesiones vigentes para esos fines corresponde a iniciativas de generación solar fotovoltaica. La facilitación de los terrenos fiscales para el desarrollo de proyectos de energía renovable se ha producido principalmente en el norte del país (Atacama hacia el norte). Además, se reservará 11.986 hectáreas en Diego de Almagro (Atacama) e incorporará nuevas áreas de reserva para proyectos de hidrógeno verde.

Durante los últimos años se ha experimentado un importante aumento de la capacidad instalada ERNC, en especial solar y eólica, desplazando a la biomasa y mini-hidráulica como principales fuentes ERNC del país. Es en especial la tecnología solar fotovoltaica la que ha visto el más rápido ascenso, pues ha pasado de 230 MW instalados en el 2014 a 3205 MW a diciembre de 2020. Similarmente, existen 2149 MW eólicos instalados (véase Figura 4). Por otro lado, se espera que se incorporen 7557 MW solares y 3422 MW eólicos en proyectos en pruebas y declarados en construcción durante 2021.

El vertiginoso desarrollo solar se debe en parte a las muy buenas condiciones de este recurso que presenta el norte del país, con la radiación más alta del mundo, disponibilidad de terrenos fiscales para su desarrollo, el bajo de costo de esta tecnología además de las favorables condiciones económicas-sociales del país.



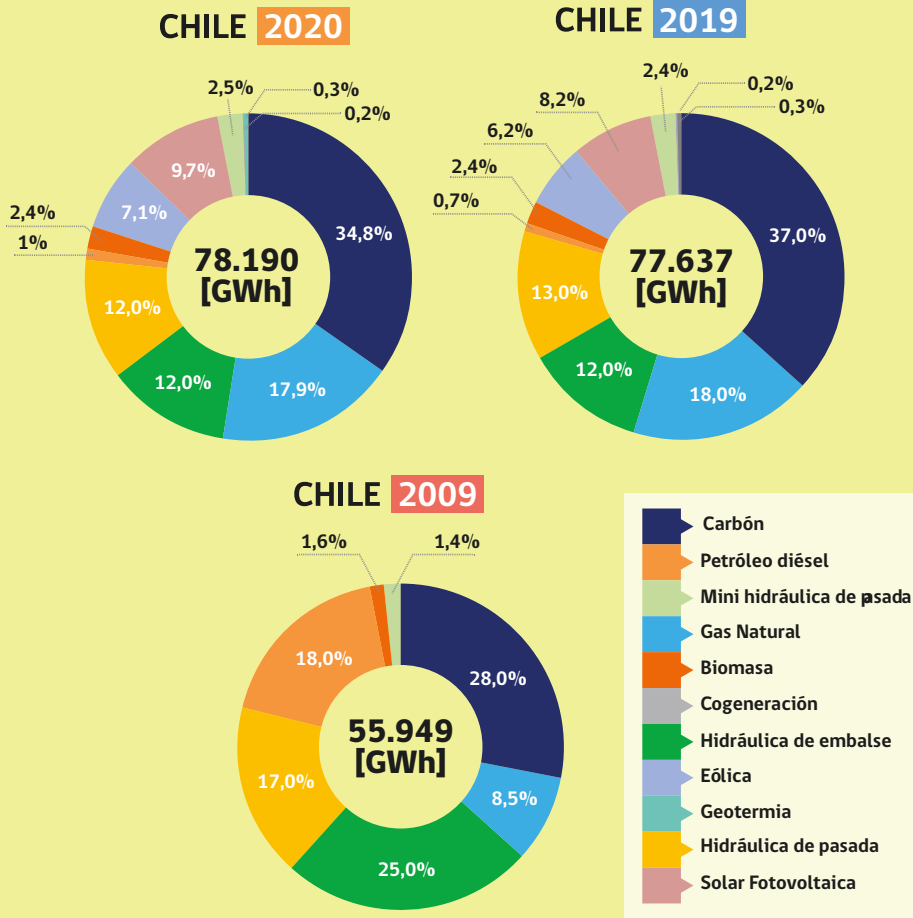
Fuente: Elaboración propia a partir de información del Coordinador Eléctrico Nacional y el Reporte Mensual ERNC. Enero 2021. CNE.

2.2.2 Energía generada

A pesar del crecimiento explosivo de las tecnologías renovables no convencionales del último tiempo, la oferta de energía eléctrica en Chile todavía se compone fundamentalmente de fuentes de tipo convencional (véase la Figura 5). En términos generales, en Chile una central se llama convencional cuando emplea tecnologías tradicionales y que normalmente corresponden a soluciones técnicas y comercialmente muy maduras. En el caso de Chile, estas consideran las centrales termoeléctricas a carbón, ciclo combinado, motores diésel, turbinas a gas/petróleo e hidroeléctricas de embalse y pasada mayores a 20 MW. Sólo considerando las centrales térmicas (carbón, gas natural y petróleo diésel, sumando 54%) y las hidráulicas (de embalse y de pasada, sumando 24%), la generación convencional aporta con el 78% de la generación nacional. Por otro lado, los medios de generación renovables no convencionales corresponden a los que utilizan las siguientes fuentes de energía primaria: biomasa, hidráulica menor a 20 MW, geotérmica, solar, eólica y del mar. Mayor detalle sobre estas tecnologías y estadísticas de generación se describen en la sección 4.

Figura 05

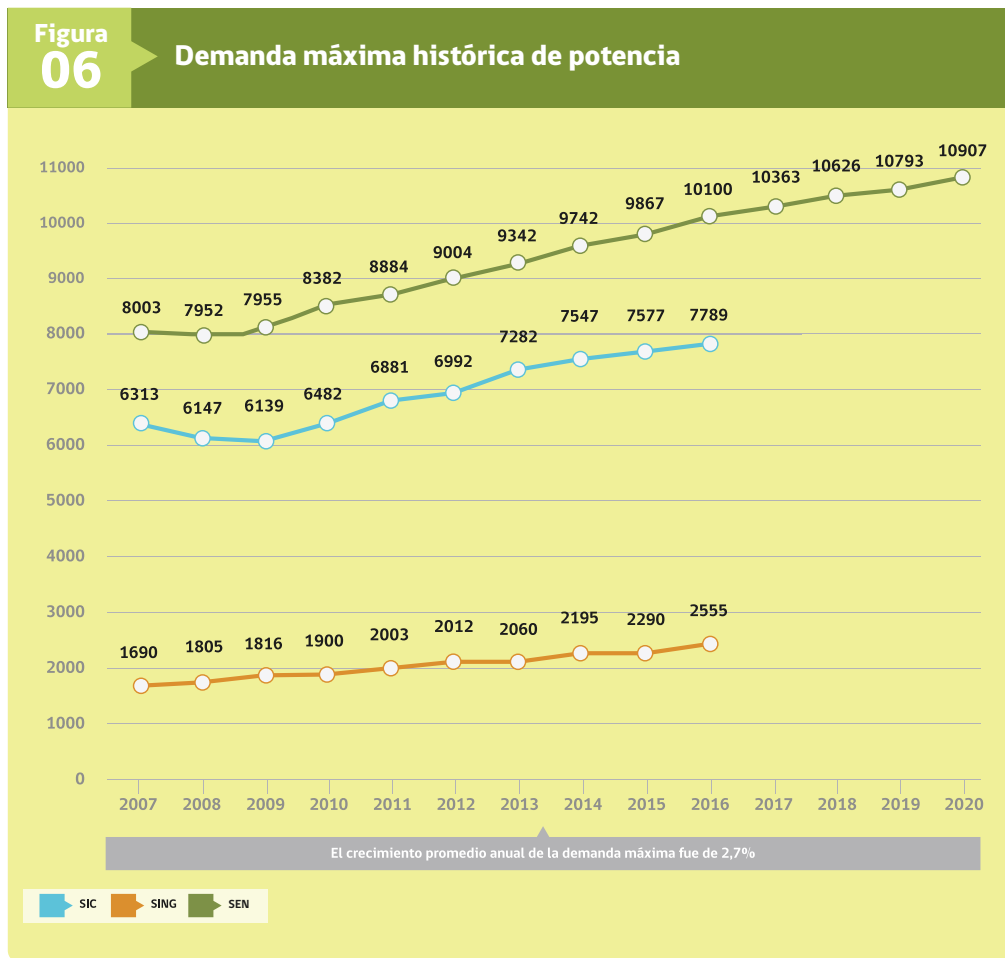
Generación eléctrica por tipo de tecnología durante el año 2020, 2019 y 2009



Fuente: Elaboración propia a partir de Anuarios Estadísticos de Energía CNE.

2.3 Consumo y clientes

En promedio, en la última década, la demanda de potencia ha crecido en promedio 2,7% anual en el SEN. La Figura 6 muestra la evolución de la demanda máxima de potencia eléctrica en el país en el período 2007-2020. El continuo crecimiento de la demanda de energía y potencia permite suponer requerimientos de grandes inversiones para las siguientes décadas, no solo por el crecimiento económico del país, sino también por el creciente uso intensivo de aparatos eléctricos en los hogares, comercios e industrias y la inminente penetración del transporte eléctrico en las principales ciudades del país.



Fuente: Elaboración propia a partir de del histórico de demandas máximas. Coordinador Eléctrico Nacional

La Ley General de Servicios Eléctricos en Chile (DFL N°4 de 1982) divide a los consumos eléctricos en dos segmentos principales: clientes regulados y clientes libres.

2.3.1 Cliente regulado

El segmento de clientes regulados está integrado por consumidores de una potencia conectada igual o inferior a 5 MW, teniendo la posibilidad aquellos de potencia entre 500 kW y 5 MW, y que están ubicados en el área de concesión de una empresa distribuidora, a optar a ser clientes libres. Para el año 2020, los consumidores regulados representaron el 38% del consumo total en el SEN⁶. El pago de la tarifa se describe en la sección 2.4.

En este mercado, las ventas de las compañías generadoras están dirigidas a las empresas distribuidoras, las cuales adquieren la energía mediante un proceso de licitaciones reguladas, cuyos precios resultantes se denominan “precios de nudo de largo plazo”, pues las licitaciones adjudican bloques de energía por plazos prolongados (15 y 20 años en las últimas licitaciones). Estas licitaciones se introdujeron vía cambios legales en el año 2005 (Ley 20.018 de 2005), para comenzar el año 2010 con el suministro. Sin embargo, después que una serie de licitaciones resultaran con precios de adjudicación altos y que no se lograra el suministro total de la demanda, se decidió perfeccionar este sistema. El sistema de licitaciones fue perfeccionado por la CNE al modificar las bases de licitación en el año 2014, permitiendo por primera vez realizar ofertas de suministro por un número limitado de horas del día (anteriormente los bloques de energía licitados debían comprometer suministro por las 24 horas del día). Ello permitió a las ERNC variables y con ciertos patrones periódicos de recurso y producción, competir en los horarios que más producen, ampliando la oferta e impulsando los precios a la baja, transformándose en una alternativa competitiva y económica de suministro. Posteriormente, en el año 2015⁷ se realizaron nuevas perfecciones para aumentar la competencia. Algunas de las modificaciones más importantes fueron las siguientes:

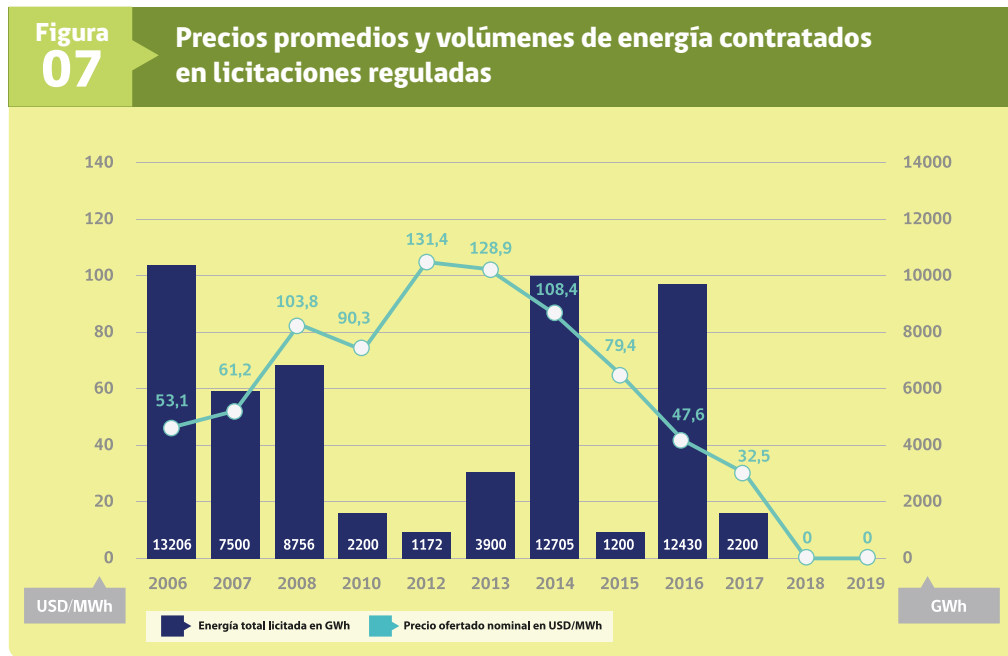
- ▶ Se insta un esquema más flexible para definir bloques de suministro que permite realizar licitaciones de largo plazo (con 5 años de antelación) y de corto plazo que permite el ajuste a necesidades más inmediatas.
- ▶ Se incorporan cláusulas que permiten a nuevos proyectos cancelar o retrasar su venta de energía en caso que sus iniciativas se vean retrasadas por hechos inimputables al oferente.

⁶ Información de Energía Abierta en el siguiente link: <http://datos.energiaabierta.cl/dataviews/251699/retiros-de-energia-electrica-en-gwh/>.

⁷ Ley 20.805 de 2015 "Perfecciona el sistema de licitaciones de suministro eléctrico para clientes sujetos a regulaciones de precios".

► Se le entrega un rol de mayor importancia a la CNE, siendo el responsable de elaborar las bases de licitaciones, realizar las proyecciones de demanda y así tiene además de la responsabilidad, el control y la conducción del proceso.

La Figura 7 presenta un resumen de los resultados de los procesos de licitaciones reguladas y se aprecia claramente la baja consistente en el precio promedio de adjudicación hasta el año 2017 debido a la mayor competencia lograda. Cabe mencionar, que en los años 2017 y 2020 no se realizaron licitaciones públicas de suministro eléctrico debido a una menor estimación de la demanda del sistema por lo cual no existen requerimientos de nueva energía contratada. Sin embargo, en el año 2021 se realizaron licitaciones que se publicaran en la próxima actualización de este libro.



Elaboración propia a partir de Anuario Estadístico de Energía 2016 y 2018. CNE

Antes de que se instauraran estas licitaciones para clientes regulados, los contratos entre generadores y distribuidoras se realizaban a “precio de nudo de corto plazo”, que corresponde a un precio calculado 2 veces al año (en abril y octubre) por CNE y representaba un promedio de la proyección de costos marginales de los siguientes 48 meses ajustado por los precios

del mercado de contratos de clientes libres. En el período en que conviven ambos tipos de contratos de suministro (los antiguos a precio de nudo de corto plazo y los más recientes a precio de nudo de largo plazo), el precio por concepto de energía y potencia que las empresas de distribución deben traspasar a sus clientes regulados corresponde al “precio de nudo promedio”⁸, el cual es igual al promedio ponderado de los precios de nudo de largo plazo y los precios de nudo de corto plazo. Cabe destacar que el precio de nudo promedio se calcula para cada distribuidora inicialmente por separado y luego se aplica un procedimiento de ajuste a una banda, de modo tal que el precio de energía de ninguna distribuidora exceda en más de un 5% el precio promedio de todo el sistema.

A estos precios de energía y potencia, provenientes del sector de generación-transporte, se le debe sumar un componente asociado al costo de distribución para luego desde estos costos formar la tarifa del cliente regulado. De esta forma, a los precios de energía y potencia, se les 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 empresas modelos (empresas teóricas eficientes), se estima una tarifa que permite cubrir los costos de distribución eficientes, incluyendo costos de operación, mantenimiento, operación y pérdidas, además de entregar una rentabilidad sobre las inversiones. Cabe mencionar que, en diciembre de 2019 (Ley N°21.194), la tasa de rentabilidad fue modificada de un 10% antes de impuestos a un rango entre 6% y 8% después de impuestos. Las empresas modelo se generan a partir de una muestra de empresas de referencia reales, representativas de las distintas realidades de densidad y consumo, desde las más rurales a las urbanas.

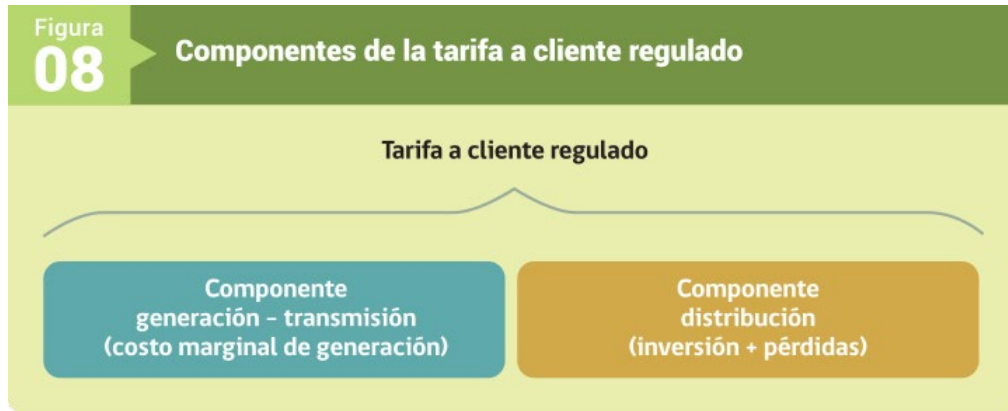
En base a lo anterior, la CNE procede a fijar precios máximos a nivel de usuario final (exceptuando clientes libres), considerando tres elementos básicos:

- ▶ 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 por potencia o cargo variable por energía consumida en horas de punta, dependiendo de la opción tarifaria⁹.

⁸ Las últimas fijaciones de precio de nudo promedio se pueden encontrar en el siguiente sitio web de la CNE: <http://www.cne.cl/tarifacion/electrica/precio-nudo-promedio/>

⁹ Las horas de punta del sistema se definen semestralmente (en Abril y Octubre) en el informe de precio de nudo de corto plazo publicado en la página web de la Comisión Nacional de Energía

Los cargos más importantes son los dos últimos, que reflejan el consumo energético y la demanda de potencia del cliente, mientras el cargo fijo es un componente menor. En base a estos elementos se estructuran las tarifas reguladas, que dependen del nivel de tensión y tamaño de los clientes. La Figura 8 muestra la estructura general de la tarifa regulada que suma los dos componentes antes descritos.



Fuente: Elaboración propia (Edición 2009 de este libro).

Actualmente se encuentra en el primer trámite el Proyecto de Ley de Portabilidad Eléctrica, el cual separa el servicio de comercialización de energía del servicio de distribución, siendo el primero competitivo y el segundo un monopolio natural que se mantiene con una regulación de precios. Por lo tanto, el proyecto busca establecer el derecho a la portabilidad eléctrica, es decir, habilitar a todos los usuarios finales a elegir a su suministrador de electricidad, a fin de que puede obtener precios más bajos, junto con ofertas diferenciadas y personalizadas, además de una mejor calidad en la atención comercial. Además, se crea un organismo denominado Gestor de Información, de carácter privado y licitado, cuyo fin será garantizar la total independencia del manejo de información, la protección de los datos de los clientes y el acceso controlado y simétrico para los distintos interesados. También, el proyecto establece un mecanismo de implementación gradual de las disposiciones de esta ley, donde se determinarán las primeras comunas donde entrará en vigor la portabilidad, la posibilidad de realizar proyectos piloto, y la gradualidad con que la o las demás comunas entrarán al régimen propuesto.

2.3.1.1 Equidad tarifaria residencial y reconocimiento de generación local

El año 2016 se promulgó la Ley 20.928 que “Establece mecanismos de equidad en las tarifas de servicios eléctricos” en los sistemas mayores a 200 MW de capacidad instalada, es decir, en el SEN. Una de las modificaciones que incorpora esta Ley es que ecualiza las tarifas residenciales entre distintas empresas de distribución a través del mecanismo de Equidad Tarifaria, impidiendo que un cliente residencial enfrente diferencias superiores a 10% de la cuenta promedio nacional. En áreas rurales poco densas, el componente de costo de distribución era a veces muy alto, pues este se distribuía entre pocos clientes, traduciéndose en muy altas tarifas. Esta ley limita estas altas tarifas y se financia por todos los clientes sometidos a regulación de precios, y en el caso de los clientes residenciales, se excluye a aquellos que estén bajo el promedio nacional y a los que cuenten con un consumo que no supere a 200 kWh/mes.

Adicionalmente, otra de las modificaciones que incorpora esta nueva Ley es un descuento al precio de energía eléctrica en las comunas intensivas en generación de electricidad a través del mecanismo de Reconocimiento de Generación Local (RGL). El descuento aplicado sobre el precio de energía que las distribuidoras traspasan a sus clientes es determinado en función de un factor de intensidad calculado como la potencia instalada dividido por el número de clientes regulados que tiene la comuna. El descuento aplicable va desde 4,38% a 50% para comunas que presenten intensidades de 2,5 kW a 2.000 kW por cliente regulado, tal como se muestra en la Tabla 2.

Tabla 02		Descuento en el precio de energía eléctrica a comunas según factor de intensidad
Factor de Intensidad de kW por N° Clientes Regulados		Descuento (%)
Máximo	Mínimo	
>2.000		50,00%
2.000	>1.500	45,00%
1.500	>1.000	40,00%
1.000	>350	35,00%
350	>75	17,50%
75	>15	8,75%
15	2,5	4,38%

Fuente: Ley 20.928 de 2016.

Asimismo, en aquellas comunas en que se emplacen centrales cuya energía eléctrica generada, en su conjunto, sea mayor al 5% de la energía eléctrica generada total de las centrales del SEN, se aplica un descuento adicional, que va desde 15% a 25%, de acuerdo a la Tabla 3.

Tabla 03		Descuento en el precio de energía eléctrica a comunas según porcentaje de aporte
% de aporte sobre la energía generada		Descuento (%)
Máximo	Mínimo	
>15%		25%
15%	>10%	20%
10%	>5%	15%

Fuente: Ley 20.928 de 2016.

Cabe mencionar, que en octubre de 2019 se promulgó la Ley 21.185 que creó un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes regulados fijando un Precio Estabilizado a Cliente Regulado (PEC) hasta diciembre de 2027, considerando como base los precios fijados por el Decreto 20T/2019. De esta forma, durante la vigencia del mecanismo, no se recalcularán los descuentos por el mecanismo de RGL.

2.3.1.2 Clientes regulados y generación

Por último, cabe señalar que la Ley 20.571 de 2012 o Ley de Facturación Neta (Netbilling), modificada el 2018 con la Ley 21.118, habilitó a los clientes regulados para inyectar sus excedentes de energía a la red a través de equipamiento de generación renovable o cogeneración eficiente, valorizando su energía al costo evitado de la energía, es decir, el mismo precio al que las distribuidoras la compran a los grandes generadores más las pérdidas medias que se evitan. Se presentan más detalles sobre esta Ley en la sección 3.6.

2.3.2 Cliente libre

El término cliente libre está designado en Chile a los clientes finales con instalaciones de gran potencia, consumiendo por sobre un umbral mínimo. Estos grandes clientes pactan libremente los precios y condiciones con sus suministradores.

Este segmento está integrado por todos los consumidores cuya potencia conectada es superior a 5 MW. Además, opcionalmente clientes cuya potencia conectada es superior a 500 kW pueden optar por ser un cliente libre, permaneciendo por al menos cuatro años en esta categoría. Habitualmente el cliente libre es 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 SEN, los clientes de esta categoría, para el año 2020, concentran el 61,3% del consumo total¹⁰.

En Chile no existe un mercado minorista operado a través de empresas comercializadoras, sin embargo, se encuentra en primer trámite el Proyecto de Ley de Portabilidad Eléctrica que busca establecer esta figura. Las ventas de energía y potencia a clientes libres son realizadas directamente por las empresas generadoras a través de contratos bilaterales de carácter financiero o por las empresas distribuidoras, que también pueden vender a clientes libres, comprando a las generadoras. En este sentido, las distribuidoras tienen ventajas sobre las generadoras en sus respectivas zonas de concesión por el conocimiento de los clientes y sus niveles de consumo. Sin embargo, esto puede ser mitigado si los clientes libres se coordinan y realizan licitaciones privadas para agregar sus consumos y conseguir contratos de suministro con las empresas generadoras. Esto ocurrió por primera vez durante el año 2016 en la región del Biobío donde nueve empresas se agruparon y realizaron una licitación, lo cual les permitió mejorar las condiciones de sus contratos.

2.4 Sistemas de transmisión y distribución

Los sistemas de transmisión se utilizan para transferir grandes volúmenes de energía eléctrica desde los centros de generación hacia los centros de consumo, mientras que los sistemas de distribución se han utilizado tradicionalmente para llevar dicha energía a los consumidores finales¹¹. Además de su diferente función o propósito, desde el punto de vista eléctrico las instalaciones de distribución se diferencian de las de transmisión principalmente en los niveles de tensión utilizados como se verá a continuación.

¹⁰ Información de Energía Abierta en el siguiente link: <http://datos.energiaabierta.cl/dataviews/251699/retiros-de-energia-electrica-en-gwh/>.

¹¹ Los sistemas de distribución están cambiando rápidamente a medida que se integra más generación en estas redes y por lo tanto, la definición tradicional que sólo considera como su única función llevar energía al cliente final ya está quedando obsoleta.

2.4.1 Sistema de transmisión

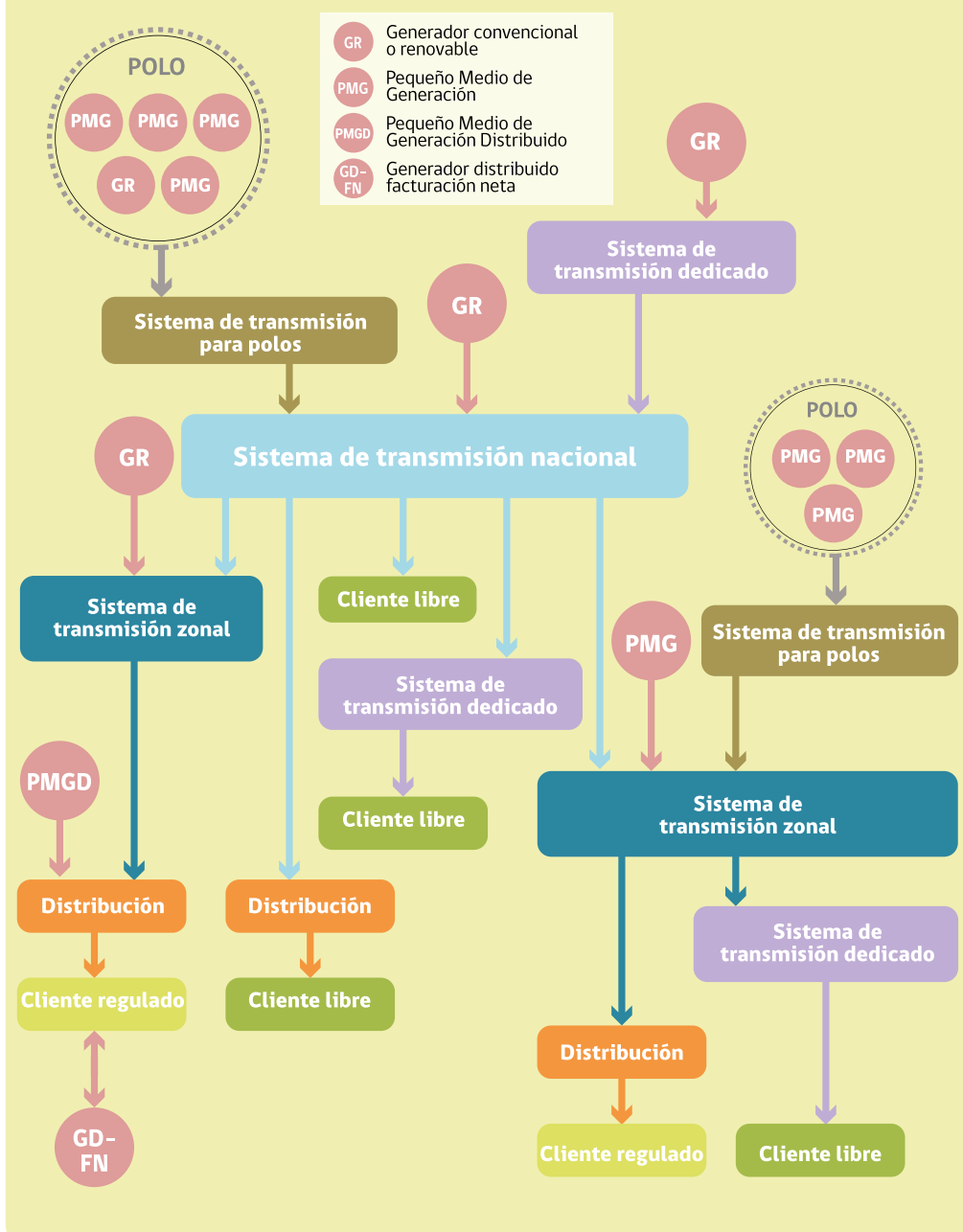
Los sistemas de transmisión están formados por instalaciones que permiten transportar energía eléctrica desde los centros excedentarios en generación a los deficitarios, operando en los niveles de más alta tensión. La operación en Chile se realiza bajo el estándar europeo de 50 Hz de frecuencia nominal.

Estas instalaciones, que permiten transportar la energía eléctrica, corresponden principalmente a transformadores, equipos de protección, control y maniobras (ubicadas en subestaciones) y líneas eléctricas. Estas han ido creciendo en capacidad y en tensión, a medida que se requiere transmitir mayor cantidad de energía a mayores distancias. Los niveles de tensión empleados en el sector de transmisión nacional actualmente cubren el rango comprendido entre tensiones mayores a 23 kV y 500 kV.

En Chile, el sistema de transmisión se divide en cuatro segmentos conocidos como transmisión nacional, transmisión zonal, transmisión para polos de desarrollo y transmisión dedicada. También, forman parte los sistemas de interconexión internacionales, los cuales se someterán a normas especiales. Es importante señalar que los segmentos nombrados anteriormente corresponden a los nuevos segmentos de la transmisión definidos por la Ley 20.936 de 2016 y que por lo tanto reemplazó la denominación comúnmente utilizada (sistema troncal, sistemas de subtransmisión y sistemas adicionales). Los segmentos de la transmisión y su relación con generadores y consumidores se presentan en la Figura 9. Posteriormente, se presenta la definición formal de cada uno de estos sistemas.

Figura 09

Clasificación de los sistemas de transporte



Fuente: Elaboración propia a partir de Edición 2009 de este libro.

La calificación de las instalaciones, es decir, el proceso de asociar cada instalación de transmisión a los distintos segmentos (nacional, zonal, polos y dedicada), es realizado por la CNE cada 4 años.

Sistema de transmisión nacional

De acuerdo a lo definido por la Ley 20.936 de 2016¹², el Sistema de Transmisión Nacional es aquel que permite la conformación de un mercado eléctrico común, interconectando los demás segmentos de la transmisión. Está constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que permiten el desarrollo de este mercado y posibilitan el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico, frente a diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la ley, los reglamentos y las normas técnicas. Estas instalaciones incluyen a las que anteriormente se conocían como instalaciones de transmisión troncal.

Sistema de transmisión zonal

De acuerdo a lo definido por la Ley 20.936 de 2016¹³, el sistema de transmisión zonal está formado por aquellas líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, territorialmente identificables, sin perjuicio del uso por parte de clientes libre o medios de generación conectados directamente o a través de sistemas de transmisión dedicada a dichos sistemas de transmisión. Los sistemas de transmisión zonal operan a niveles de tensión mayores a 23 kV y comúnmente menores o iguales a 110 kV, gran parte de este segmento opera aún en 66 kV. Estas instalaciones incluyen a las que anteriormente se conocían como instalaciones de subtransmisión.

Sistemas de transmisión para Polos de Desarrollo

Los sistemas de Transmisión para Polos de Desarrollo introducidos por la Ley 20.936 de 2016¹⁴, son sistemas que estarán constituidos por las líneas y/o subestaciones eléctricas, destinadas a transportar la energía eléctrica producida por medios de generación ubicados en un mismo polo de desarrollo, hacia el sistema de transmisión, haciendo un uso eficiente del territorio nacional. Es el Ministerio de Energía la entidad encargada de establecer los nuevos polos de desarrollo en la planificación energética de largo plazo (véase sección 2.4.2.3). La definición de polos de desarrollo de la Ley¹⁵ es la siguiente:

¹²Artículo 74° DFL No 4.

¹³Artículo 77° del DFL No 4.

¹⁴Artículo 75° del DFL No 4.

¹⁵Artículo 85° del DFL No 4.

"Se entenderá por polos de desarrollo a aquellas zonas territorialmente identificables en el país, ubicadas en las regiones en las que se emplaza el Sistema Eléctrico Nacional, donde existen recursos para la producción de energía eléctrica proveniente de energías renovables, cuyo aprovechamiento, utilizando un único sistema de transmisión, resulta de interés público por ser eficiente económicamente para el suministro eléctrico, debiendo cumplir con la legislación ambiental y de ordenamiento territorial. La identificación de las referidas zonas tendrá en consideración el cumplimiento de la obligación establecida en el artículo 150º bis, esto es, que una cantidad de energía equivalente al 20% de los retiros totales afectos en cada año calendario, haya sido inyectada al sistema eléctrico por medios de generación renovables no convencionales".

Si por problemas de coordinación entre distintos propietarios de proyectos de generación, la totalidad o parte de la capacidad de producción de uno o más polos de desarrollo definidos por el Ministerio de Energía no pudiere materializarse, la CNE podrá considerar en el plan de expansión anual de la transmisión, sistemas de transmisión para dichos polos de desarrollo. Asimismo, la CNE podrá incorporar en dicho plan el cambio de sistemas de transmisión dedicados, nuevos o existentes, a sistemas de transmisión para polos de desarrollo. Ello, con el objeto de permitir su uso por nuevos proyectos de generación.

Sistema de transmisión dedicados

Los sistemas de transmisión dedicados están constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas radiales, que encontrándose interconectadas al sistema eléctrico, están dispuestas esencialmente para el suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios o para inyectar la producción de las centrales generadoras al sistema eléctrico¹⁶. Estas instalaciones incluyen a las que anteriormente se conocían como instalaciones de transmisión adicionales.

¹⁶Artículo 76º del DFL No 4.

¹⁷Artículo 78º del DFL No 4.

Sistemas de interconexión internacional

Los sistemas de interconexión internacional¹⁷ están constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas destinadas a transportar la energía eléctrica para posibilitar su exportación o importación, desde y hacia los sistemas eléctricos del país. Dentro de estos sistemas, la Ley distingue entre instalaciones de interconexión internacional de servicio público y de interés privado. Son instalaciones de interconexión internacional de servicio público aquellas que facilitan la conformación o desarrollo de un mercado eléctrico internacional y complementan el abastecimiento de la demanda del sistema eléctrico en territorio nacional frente a diferentes escenarios de disponibilidad de instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la Ley, los reglamentos y las normas técnicas.

2.4.2 Acceso, remuneración y planificación de la transmisión

La Ley 20.936 de 2016 introdujo importantes cambios con respecto al acceso, la remuneración y la planificación de la transmisión. A continuación, se detallan los aspectos generales más importantes de estas temáticas:

2.4.2.1 Acceso a la transmisión

Las instalaciones de los sistemas de transmisión del sistema eléctrico están sometidas a un régimen de acceso abierto, pudiendo ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias. Los propietarios de las instalaciones de los sistemas de transmisión, con excepción de los sistemas dedicados, no podrán negar el acceso al servicio de transmisión a ningún interesado por motivos de capacidad técnica. Se deberá permitir la conexión a las instalaciones sin discriminaciones de ninguna especie, debiendo en caso de ser necesario efectuar las ampliaciones, adecuaciones, modificaciones y refuerzos que sean necesarios para dicha conexión. En el caso de los sistemas dedicados, los propietarios de los mismos no podrán negar el servicio a ningún interesado cuando exista capacidad técnica disponible de transmisión y será el Coordinador quien determine fundadamente la capacidad técnica disponible de los sistemas de transmisión dedicados.

2.4.2.2 Remuneración de la transmisión

La Ley 20.936 de 2016 realizó cambios estructurales a la remuneración de los sistemas de transmisión, buscando simplificar de manera importante las metodologías de cálculo y transparentar el costo de la transmisión. Por ello, esta nueva Ley permite una transición desde un esquema de asignación de costos por uso de la red a un esquema basado en un cargo único a la demanda, más conocido como “estampillado”. Para ello, se describen a continuación los principios de la metodología de remuneración anterior a la Ley de Transmisión, los principios de la metodología posterior a la Ley de Transmisión, además de los principios que se aplicarán en el período de transición en que se aplican ambas metodologías y que durará hasta el año 2035, cuando expiran los contratos bajo el sistema de remuneración anterior a la Ley de Transmisión. Cabe mencionar, que dichas metodologías coexisten en el mercado eléctrico.

En ambos sistemas, anterior al cambio legal de 2016, se busca siempre pagar anualmente a las empresas propietarias el valor anual de la transmisión que corresponda. El cálculo del valor anual de las instalaciones de transmisión nacional, zonal, para polos y el pago por uso de instalaciones de transmisión dedicadas utilizadas por usuarios sometidos a regulación de precios los realizará la CNE cada 4 años en base a la valorización de estas instalaciones. Este es un cambio relevante para la transmisión zonal (antiguamente conocida como subtransmisión), pues anteriormente sólo se pagaba las instalaciones económicamente adaptadas y no el valor real de las instalaciones efectuadas.

Cabe destacar que la Ley 20.936 de 2016 establece que la tasa de descuento que deberá utilizarse para determinar la anualidad del valor de inversión de las instalaciones de transmisión no podrá ser inferior a 7% ni superior a 10%. La tasa es determinada por la CNE cada 4 años mediante un estudio siguiendo una metodología estándar, licitada públicamente y con resultados apelables ante el Panel de Expertos en caso de discrepancias. El reglamento D.S. N°10 de 2019 establece las disposiciones aplicables a los procesos de calificación, valorización, tarificación y remuneración de las instalaciones de los sistemas de transmisión.

Principios del sistema de remuneración de la transmisión posterior a la Ley de Transmisión

Para cada uno de los sistemas de transmisión nacional y zonal se establecerá un cargo único por uso con cargo a la demanda, de modo que esta recaudación constituya el complemento a los ingresos tarifarios reales para así recaudar en total el valor anual de la transmisión de cada tramo del sistema. Se entiende como ingreso tarifario a la diferencia que resulta

de la aplicación de los costos marginales de la operación real del sistema, respecto de las inyecciones y retiros de potencia y energía en dicho tramo. Asimismo, se establecerá un cargo único a la demanda para el pago asociado a la remuneración de la transmisión dedicada utilizada por los usuarios sometidos a regulación de precios. Por último, en el caso de la transmisión para polos, se establecerá un cargo único a la demanda que remunere la proporción de las instalaciones no utilizada por la generación existente. El valor anual de la transmisión no cubierta por dicho cargo, será asumido por los generadores que inyecten su producción en el polo correspondiente a prorrata de su capacidad instalada de generación y de su ubicación.

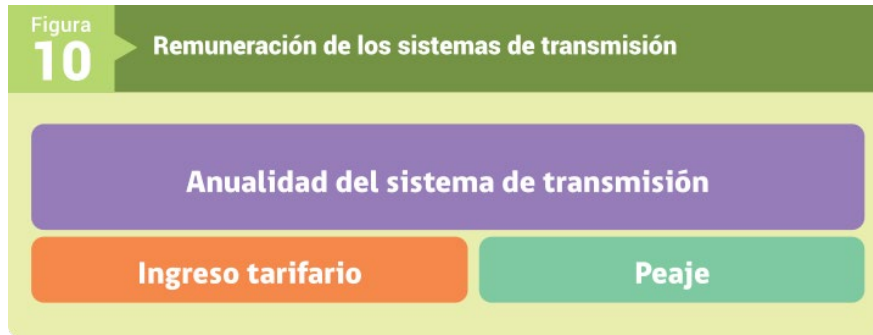
En resumen, el pago de los cargos únicos anteriores será de cargo de los consumidores finales libres y regulados, y será calculado semestralmente por la CNE. Este sistema de cargos simples a la demanda rige a partir del año 2019 a todos los nuevos contratos de suministro. Sin embargo, los contratos suscritos con anterioridad y cuyas partes no acuerden cambiarse al nuevo sistema seguirán bajo el sistema antiguo hasta su expiración.

Principios del sistema de remuneración antiguo

Uno de los principios fundamentales del antiguo sistema de remuneración de la transmisión es la asignación directa de costos, por lo que las metodologías utilizadas son bastante complejas y detalladas, ya que se debe estimar cuanto de cada tramo de la transmisión utilizaba cada participante del mercado, simulando un gran número de diferentes escenarios, condiciones, hidrologías, etc.

En la transmisión nacional (antiguamente transmisión troncal), la remuneración bajo el sistema antiguo se realiza a través de dos ingresos principales que reciben las empresas de transmisión: ingreso tarifario y peajes. El peaje corresponde al valor que resulta de sustraer de las anualidades reconocidas a las empresas de transmisión (en el proceso de valorización del sistema), el ingreso tarifario resultante. De esta forma, un sistema con altas pérdidas de transmisión tendrá altos ingresos tarifarios (grandes diferencias en los costos marginales de inyección y retiro), y por lo tanto, menores peajes. En caso contrario, un sistema con bajas pérdidas de transmisión tendrá bajos ingresos tarifarios y peajes más altos. El peaje es asignado a generadores y consumos de acuerdo a un esquema de prorrateo basado en el uso eléctrico esperado que cada instalación hace del sistema. Este esquema tiene tratamientos diferenciados según se trate de sistemas de transmisión nacional, zonal o dedicada.

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 todos 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.



Fuente: Elaboración propia (Edición 2009 de este libro).

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.

Transición del sistema de remuneración antiguo al nuevo sistema de remuneración

Debido al gran cambio que significa pasar de un sistema de asignación de costos a un sistema estampillado a la demanda, la Ley considera un período de transición de forma de permitir gradualmente a los actores absorber estos cambios. Por ello, el régimen de recaudación, pago y remuneración de la transmisión nacional tendrá un largo período de transición que durará hasta diciembre de 2034, según se indica a continuación¹⁸:

- ▶ Todas las instalaciones de transmisión nacional que entren en operación a partir del año 2019 y la interconexión entre el SIC y el SING estarán sujetas al nuevo régimen, es decir, serán pagadas a través de un cargo único por los consumidores finales.
- ▶ Hasta diciembre de 2018 todas las instalaciones de transmisión nacional se remunerarán bajo el sistema de remuneración antiguo.
- ▶ Durante el periodo que medie entre enero de 2019 y diciembre de 2034, los pagos por uso del sistema de transmisión por parte de las empresas generadoras por inyecciones y

¹⁸ Artículo transitorio vigesimoquinto, Ley 20.936 de 2016.

retiros asociados a contratos firmados con anterioridad a la entrada en vigencia de la ley (julio de 2016) se le aplicarán los principios del sistema de remuneración antiguo, con algunas modificaciones, dentro de las cuales la más importante es que progresivamente irá disminuyendo el pago de peajes de los generadores y se irá traspasando a los consumidores finales. Así, el año 2035 se llegará a que el 100% de la infraestructura de la transmisión nacional es pagada por los consumidores finales a través de un cargo único.

Similarmente, respecto al pago de los sistemas de transmisión zonal, la Ley 20.936 de 2016 elimina el pago de los generadores y carga en un 100% a los clientes finales, lo que empezó a regir una vez aprobada la Ley¹⁹.

Cabe mencionar que para efectos de remuneración, el uso que hacen las empresas que inyectan o retiran energía de las instalaciones del respectivo sistema de transmisión; y el pago por transmisión a las empresas propietarias u operadoras del sistema de transmisión nacional, se calculan como un sistema eléctrico unificado (SEN) sin distinción de las instalaciones del antiguo SIC y SING²⁰.

2.4.2.3 Planificación de la transmisión

La Ley 20.936 de 2016 también realizó cambios sustanciales al proceso de planificación de la transmisión. Entre los principales cambios están los siguientes:

- ▶ Introdujo un nuevo proceso de planificación energética de largo plazo realizado por el Ministerio de Energía.
- ▶ Extendió el proceso anual de planificación de la transmisión realizado por la CNE a algunos segmentos de transmisión²¹ (anteriormente el proceso se limitaba a la expansión del sistema nacional) e incorpora nuevos criterios para la planificación.
- ▶ Entregó nuevas atribuciones al Ministerio de Energía para definir franjas territoriales, con el fin de facilitar el desarrollo de ciertas obras de transmisión y la definición de los trazados.

Bajo este nuevo esquema regulatorio, cada 5 años el Ministerio de Energía debe desarrollar un proceso de planificación para los distintos escenarios energéticos de expansión de la generación y consumo con un horizonte de al menos 30 años. Este proceso debe incluir escenarios de proyección de oferta y demanda energética y en particular eléctrica,

¹⁹ Artículo transitorio undécimo, Ley 20.936 de 2016.

²⁰ Ver Dictamen N° 9 de 2018 del Panel de Expertos.

²¹ Esta planificación abarca las obras de expansión necesarias del sistema de transmisión nacional, de polos de desarrollo, zonal y dedicadas utilizadas por concesionarias de servicio público de distribución para el suministro de usuarios sometidos a regulación de precios, o necesarias para entregar dicho suministro (Artículo 87, Ley 20.936 de 2016).

considerando la identificación de polos de desarrollo, intercambios internacionales de energías, políticas medio ambientales que tengan incidencia en el sector y objetivos de eficiencia energética, entre otros. Por cada polo de desarrollo identificado, el Ministerio deberá elaborar un Informe Técnico distinguiendo cada tipo de fuente de generación. Para ello, el Ministerio deberá realizar una evaluación ambiental estratégica en cada provincia o provincias donde se encuentren uno o más polos de desarrollo.

El reglamento de Planificación Energética²² establece las condiciones, características, plazos y etapas por las cuales se regirá la planificación energética de largo plazo que debe desarrollar el Ministerio de Energía.

Por otro lado, la CNE llevará a cabo anualmente el proceso de planificación de la transmisión que deberá considerar 20 años de horizonte. Para ello, el Coordinador enviará anualmente una propuesta de expansión para los distintos segmentos de la transmisión. Posteriormente, la CNE deberá convocar a una etapa de presentación de propuestas de proyectos de expansión de la transmisión, donde los promotores de los mismos deberán presentar sus respectivas propuestas.

Utilizando los lineamientos de la planificación de largo plazo realizada por el Ministerio de Energía, la propuesta anual del Coordinador y las propuestas de proyectos presentados por sus promotores, la CNE deberá realizar una planificación abarcando las obras necesarias para la expansión del sistema de transmisión nacional, de polos de desarrollo, zonal y dedicadas utilizadas por concesionarias de servicio público de distribución. Esta planificación podrá recibir observaciones de los participantes e instituciones interesadas que deberán ser revisadas y respondidas (aceptando o rechazando fundadamente las mismas) por la CNE que finalmente emitirá un informe técnico definitivo del plan de expansión. Por último, los participantes e interesados podrán presentar discrepancias respecto del plan de expansión al Panel de Expertos quien deberá emitir un dictamen en 50 días corridos. El D.S. N°37/2021 aprueba el reglamento de los sistemas de transmisión y de la planificación de la transmisión, el cual contiene las disposiciones para el proceso de planificación, así como las etapas y plazos.

El Ministerio de Energía, una vez recibido el informe técnico definitivo de la CNE podrá fijar las obras de ampliación de los sistemas de transmisión que deban iniciar el proceso de licitación

²² Decreto N°134 de 2016, Ministerio de Energía.

en los doce meses siguientes de acuerdo con lo indicado en el D.S. N°37 de 2021. Asimismo, las obras que requieren estudio de franja serán determinadas por el Ministerio de Energía en base a criterios como los niveles de tensión, el propósito de uso, las dificultades de acceso hacia o desde polos de desarrollo de generación, la complejidad de su implementación y la magnitud de las mismas.

El estudio preliminar de franja que será licitado, adjudicado y supervisado por el Ministerio de Energía, deberá ser acompañado por una Evaluación Ambiental Estratégica (EAE)²³. El estudio deberá contemplar franjas alternativas, el levantamiento de información en materias de uso del territorio, de áreas protegidas, de información socioeconómica de comunidades, además de aspectos geológicos y geomorfológicos. Asimismo, deberá incluir los diseños de ingeniería alternativos que permitan identificar franjas alternativas y el costo económico de estas franjas, y un análisis general de aspectos sociales y ambientales, entre otros aspectos. Igualmente, deberá someterse a proceso de consulta o participación indígena cuando corresponda. El reglamento que establece el procedimiento para la determinación de franjas preliminares, fija con mayor detalle las etapas y plazos para la ejecución del estudio.

Como resultado del estudio de franjas y la Evaluación Ambiental Estratégica, el Ministerio de Energía fijará la franja preliminar, la que por causa de utilidad pública podrá ser gravada con una o más servidumbres.

2.4.3 Sistemas de distribución

Los sistemas de distribución están constituidos por las líneas, subestaciones y equipos que permiten prestar el servicio de distribución de la electricidad hasta los consumidores finales, localizados en zonas geográficas explícitamente definidas y limitadas. Las empresas de distribución operan bajo un régimen de concesión de servicio público de distribución en estas zonas, con obligación de servicio y con tarifas reguladas para el suministro a clientes regulados bajo ciertos estándares definidos por normas técnicas. 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, muchas veces conocida como media tensión.
- ▶ Baja tensión en distribución: definida para tensiones inferiores a 400 V.

²³ Artículo 93° del DFL No 4.

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 en Chile operan a 220/380 V. Cabe señalar que los niveles de tensión de distribución utilizados en Chile difieren de los definidos en países europeos, donde los sistemas de distribución pueden llegar a tensiones de 60 kV o mayores.

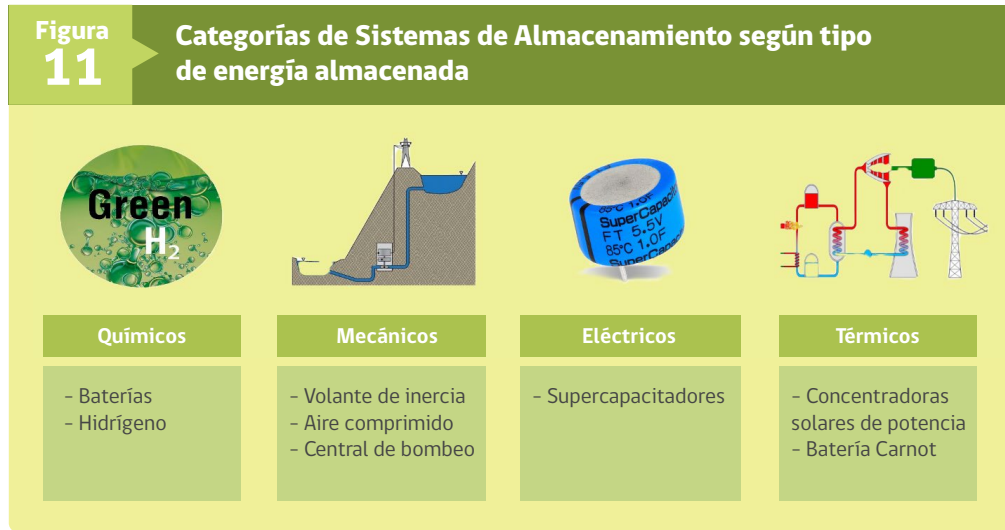
En relación con la tarifa que paga el cliente regulado, esta es calculada por la autoridad, y en términos generales se obtiene sumando el precio de compra de energía y potencia por parte de la empresa de distribución, lo que actualmente se define mediante un proceso de licitaciones liderado por la Comisión Nacional de Energía más los costos asociados a una empresa distribuidora modelo que opera en forma eficiente. Este último componente se determina con la elaboración de un solo estudio que será mandatado por la CNE y lo realizará un consultor independiente de acuerdo a lo determinado en bases de licitación que pueden ser observadas por las empresas y terceros interesados. Esto último es uno de los cambios introducidos por Ley N°21.194 promulgada en diciembre de 2019. Adicionalmente, el proceso de determinación de costos permite la participación de la ciudadanía, generando incentivos a la discusión y adopción de decisiones con base en argumentos técnicos, jurídicos y económicos.

2.5 Sistemas de almacenamiento

La Ley 20.936 de 2016 agregó por primera vez en la legislación chilena aspectos referentes al almacenamiento de energía, incluyendo a los Sistemas de Almacenamiento de Energía a la lista de coordinados del SEN. La definición que se presenta respecto de los sistemas de almacenamiento es la siguiente:

“Equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía (química, potencial, térmica, entre otras) y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema”.

En general, los sistemas de almacenamiento son categorizados por el tipo de energía que almacenan, tales como: electroquímica, mecánica, eléctrica y térmica. La Figura 11 muestra los principales tipos de energías y tecnologías de almacenamiento.



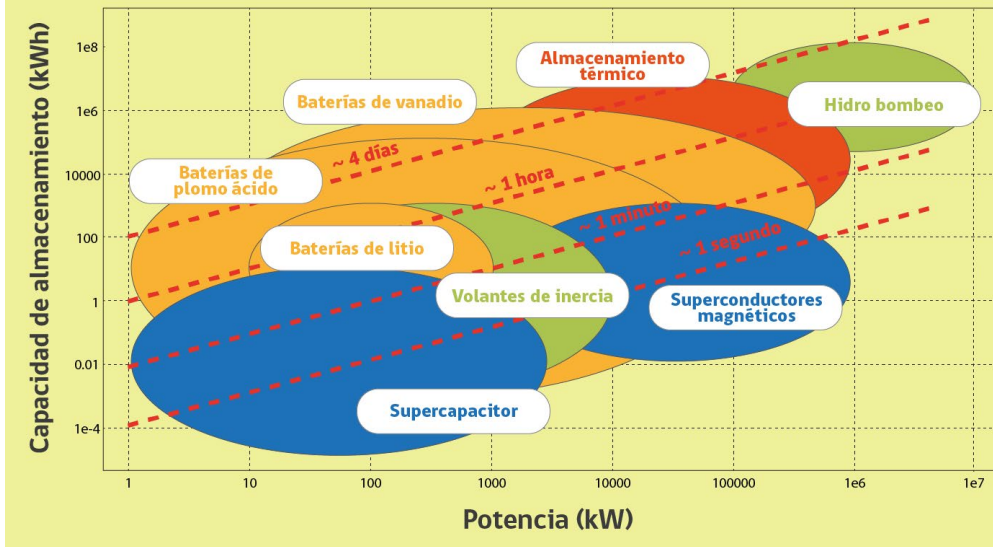
Fuente: Elaboración propia

Otra forma de caracterizar a las distintas tecnologías de almacenamiento es por su capacidad de almacenamiento de energía y potencia. De esta manera se diferencian tecnologías que son capaces de almacenar grandes cantidades de energía y con alta capacidad de inyección de potencia como las baterías de Carnot²⁴, de tecnologías de menor tamaño con menor capacidad de almacenamiento como las baterías de litio. La Figura 12 muestra los tipos de tecnología distribuidas según capacidad de almacenamiento y potencia. Las líneas rojas refieren a la capacidad de regulación típica de dichas tecnologías. Es decir, cuanto tiempo pueden mantener la inyección de potencia máxima utilizando la energía almacenada previamente.

²⁴ Información acerca de esta tecnología se puede encontrar en el siguiente link: <https://www.4echile.cl/publicaciones/reconversion-de-centrales-a-carbon-en-plantas-de-almacenamiento-termico-con-energia-renovable-en-chile/>

Figura 12

Categorías de Sistemas de Almacenamiento según capacidad de almacenamiento y potencia



Fuente: NREL

El reglamento D.S. N°125 de 2019 de la Coordinación y Operación del SEN establece las disposiciones para integrar a los sistemas de almacenamiento y centrales con almacenamiento por bombeo en la programación y operación del sistema. Este reglamento les permite a los sistemas de almacenamiento destinarse a la prestación de SSCC, al arbitraje de precios o a la incorporación como infraestructura asociada a sistemas de transmisión.

Los dos modos de operación de estos sistemas son el de retiro y el de inyección:

- ▶ En el modo retiro se transforma la energía eléctrica retirada desde el sistema eléctrico, en otro tipo de energía para su almacenamiento.
- ▶ En el modo inyección se transforma la energía previamente almacenada, proveniente de retiros de energía para almacenamiento, en energía eléctrica para su inyección al sistema eléctrico.

Con respecto a los retiros, el Coordinador y el operador del sistema de almacenamiento deberá proponer programas de retiros, el del Coordinador será considerado eficiente mientras el otro determinará el programa de retiros definitivo. En la operación real se calificarán como horas que no contribuyen a la operación económica y segura del sistema, aquellas horas en que la instalación respectiva haya implicado un mayor nivel de retiro horario de potencia que el definido en el señalado programa eficiente para dicha hora.

La Ley 20.936 establece que los retiros efectuados en el proceso de almacenamiento no estarán sujetos a los cargos asociados a los clientes finales, ni a la obligación de acreditar que al menos un porcentaje de estos provienen de fuentes renovables.

Con respecto al modo inyección, el Coordinador deberá optar por una de las siguientes metodologías:

- ▶ Considerar la inyección en el listado de prioridad con un costo variable determinado por el Coordinador; o
- ▶ Determinar la colocación de la energía almacenada en el almacenamiento, o en un determinado horizonte de tiempo, minimizando el costo total de operación y falla, y preservando la seguridad del sistema. El costo asignado a la energía almacenada no debe ser menor al costo variable referido en el punto anterior.

El costo variable será igual al cociente entre la valorización de energía retirada desde el sistema eléctrico, para el proceso de almacenamiento durante la ventana de valorización, al costo marginal de la barra de retiro respectiva, y la energía retirada para almacenamiento en igual período, ajustado por un factor que refleje la totalidad de las pérdidas de energía en que se incurre en los procesos de retiro, almacenamiento e inyección de la energía.

Los retiros e inyecciones de energía realizados para el arbitraje de precios serán valorados al costo marginal de la barra correspondiente, de esta forma los sistemas de almacenamiento participan en el balance de energía.

Con respecto al mercado de SSCC, la Ley 20.936 es tecnológicamente neutra. Por lo tanto, cualquier instalación que cumpla con los estándares exigidos para la provisión de cada tipo de servicio es un posible prestador. Actualmente existen sistema de almacenamiento habilitados para proveer control primario de frecuencia al SEN.

En cuanto al mercado de contratos, se les permite a los sistemas de almacenamiento respaldar la oferta en licitaciones de energía para clientes regulados. Lo anterior fue por primera vez permitido en las bases de la licitación de energía fechada para mayo del 2021 (la cual fue postpuesta pero no realizada). Dicha licitación tiene como objeto subastar 2.310 GWh para abastecer las necesidades de energía de los clientes regulados del SEN a partir del año 2026 por 15 años.

No obstante, con respecto a la comercialización de energía con distribuidoras o clientes libres, los sistemas de almacenamiento no podrán efectuar retiros de energía para comercializar con estos.

Por otra parte, el D. S. N°37 de 2021 presenta lineamientos generales para incluir a los sistemas de almacenamiento en la planificación del sistema de transmisión. Este establece que se podrán incorporar sistemas de almacenamiento que permitan aumentar la capacidad segura de transmisión o suministrar la demanda de clientes finales donde, se verifique que una solución a través de alternativas convencionales de infraestructura de transmisión no resulte adecuada, ya sea por eficiencia económica u oportunidad.

Para efectos de lo anterior, sólo podrán formar parte de las carteras de proyectos de las distintas etapas de la planificación de la transmisión, aquellos que posean las siguientes características y propósitos:

- a)** Sistemas de almacenamiento de energía intensivos en potencia: aquellos cuyo propósito sea aumentar la capacidad segura de transmisión y cuyo cociente entre su capacidad de almacenamiento de energía y su potencia nominal sea menor o igual a 0,5.
- b)** Sistemas de almacenamiento de energía intensivos en energía: aquellos cuyo propósito sea permitir el abastecimiento de la demanda de una zona específica, perteneciente a alguno de los Sistemas de Transmisión Zonal, y cuyo cociente entre su capacidad de almacenamiento de energía y su potencia nominal sea menor o igual a 5.

Los sistemas de almacenamiento podrán proveer otros servicios que sean compatibles con el servicio de transmisión requerido en el plan de expansión. Para esto el propietario podrá construirlo con mayores niveles de potencia y energía asumiendo su costo. La operación que se haga de la proporción no adjudicada deberá en todo momento, permitir la prestación de los servicios de transmisión requeridos en el plan de expansión. El diseño del sistema que se adjudique deberá ser de tal forma que su operación no imponga restricciones sobre el sistema de transmisión que requiera de inversiones adicionales.

En cuanto a centrales renovables con capacidad de almacenamiento, el D.S. N°125 de 2019 define cómo deberán ser integradas estas tecnologías a la coordinación de la operación. La definición que se presenta es la siguiente:

“Central de generación renovable que utiliza recursos primarios variables, compuesta por una componente de generación y una componente de almacenamiento, ambas con el mismo punto de conexión al sistema eléctrico. La componente de generación corresponde al equipamiento tecnológico para transformar energía primaria en energía eléctrica, en tanto la componente de almacenamiento es aquel equipamiento capaz de transformar la energía eléctrica producida por la componente de generación, en otro tipo de energía y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla al sistema eléctrico.”

A diferencia de los sistemas de almacenamiento, estas centrales no deberán realizar retiros del sistema para almacenar energía, ya que el proceso de almacenamiento se realizará exclusivamente con aportes de energía de su propia generación. A menos que por motivos de seguridad el Coordinador instruya dicha acción. Otro gran contraste es que estas sí pueden comercializar energía con clientes libres o distribuidoras. Esta acción no es posible para los propietarios de sistemas de almacenamiento sin generación propia.

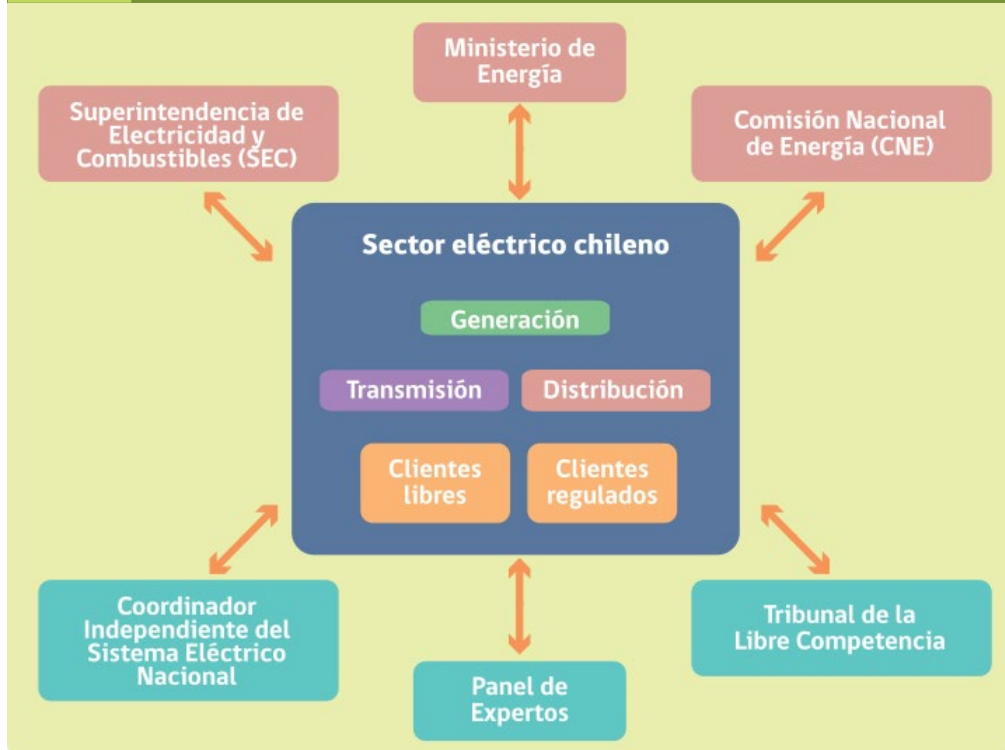
Por otra parte, es reconocida la capacidad de gestión temporal de la energía con que cuentan las centrales renovables con capacidad de almacenamiento, en la remuneración del mercado de capacidad. Por lo tanto, una central renovable puede aumentar su reconocimiento de aporte a la suficiencia del sistema agregando un sistema de almacenamiento a su planta generadora.

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, y se detallan en este capítulo. La Figura 13 muestra algunas de las principales interacciones de los actores del sector eléctrico con estas instituciones.

Figura
13

Sector eléctrico e instituciones



Fuente: Elaboración propia a partir de Edición 2009 de este libro

Las principales instituciones ligadas a la regulación del sector eléctrico chileno son las siguientes:

- ▶ El Ministerio de Energía.
 - ▷ La Comisión Nacional de Energía (CNE).
 - ▷ La Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).
- ▶ El Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional.
- ▶ El Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos.
- ▶ El Tribunal de Defensa de la Libre Competencia.

Otras instituciones ligadas al sector que ven aspectos específicos son la Comisión Chilena de Energía Nuclear (CCHEN), el Ministerio del Medio Ambiente, el Ministerio de Bienes Nacionales, la Agencia de Sostenibilidad Energética (ASE), la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO) y el Ministerio de Minería, entre otros.

Se describen a continuación las funciones de las principales instituciones ligadas al sector eléctrico.

2.6.1 Ministerio de Energía

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

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

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

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

La conducción del Ministerio corresponde al Ministro de Energía y su administración interna al Subsecretario de Energía, quien es el Jefe Superior del Servicio y coordina la acción de los servicios públicos del sector. Además, cuenta con la presencia de una Secretaría Regional Ministerial en cada una de las regiones del país.

2.6.1.1 Comisión Nacional de Energía (CNE)

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

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

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

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

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

2.6.1.2 Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)

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

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

2.6.2 El Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional

El Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional (Coordinador) es un organismo técnico e independiente creado por la Ley 20.936 de 2016, encargado de la coordinación de la operación del conjunto de instalaciones del SEN que operan interconectadas entre sí. El Coordinador reemplaza a los antiguos Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC) del SIC y del SING.

El Coordinador es una corporación autónoma de derecho público, sin fines de lucro, con patrimonio propio y de duración indefinida. El Coordinador no forma parte de la Administración del Estado, sin embargo, debe cumplir con estrictos lineamientos sobre transparencia, debiendo mantener a disposición pública el marco normativo que le sea aplicable, su estructura orgánica, sus estados financieros, la composición de su consejo directivo, la información consolidada de su personal, toda remuneración percibida en el año por cada integrante de su Consejo Directivo y del Director Ejecutivo y la cuenta pública anual que dé cuenta del cumplimiento de los objetivos de gestión. Asimismo, el Coordinador deberá proporcionar toda la información que se le solicite, salvo concurra alguna de las causas de secreto o reserva que establece la ley o la Constitución, o que su publicidad, afecte el debido cumplimiento de las funciones del Coordinador o derechos de las personas.

La dirección y administración del Coordinador estará a cargo de un Consejo Directivo, compuesto por cinco consejeros, los que serán elegidos separadamente, en procesos públicos y abiertos, por un Comité Especial de Nominaciones. Los consejeros y el Presidente durarán cinco años en su cargo, pudiendo ser reelegidos una vez, pero podrán ser removidos de sus cargos por el Comité Especial de Nominaciones, por abandono de funciones, negligencia o falta de idoneidad.

El Comité Especial de Nominaciones estará compuesto por los siguientes miembros: el Secretario Ejecutivo de la CNE, un Consejero del Consejo de Alta Dirección Pública, el Presidente del Panel de Expertos o uno de sus integrantes, el Presidente del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia o uno de sus ministros.

A diferencia de los antiguos CDECs, financiados íntegramente por los generadores, el financiamiento del Coordinador se establece a través de un presupuesto anual, financiado a través de un cargo de servicio público realizado a todos los usuarios finales, libres y regulados, fijado anualmente por la CNE.

2.6.3 Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos

El Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos es un órgano creado por la Ley 19.940 del año 2004 en forma exclusiva para el sector eléctrico. Tiene competencia acotada y está integrado por un grupo de profesionales expertos. Su 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 y que deban ser sometidas a su consideración conforme a la Ley. También se pronuncia sobre las controversias entre dos o más empresas del sector eléctrico que, de común acuerdo, se 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.

Hasta antes de la modificación del 2016, los costos de funcionamiento del Panel de Expertos eran financiados por las empresas eléctricas de generación, transmisión y concesionarias de servicio público de distribución, a prorrata de sus activos fijos brutos. Sin embargo, la mencionada Ley cambió esto y el Panel de Expertos es ahora financiado por todos los usuarios finales mediante un cargo por servicio público.

2.6.4 El Tribunal de Defensa de la Libre Competencia

Otra de las instituciones importantes de mencionar es el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, institución creada mediante la Ley 19.911 del año 2003. Si bien no se vincula solamente con el sector eléctrico, es muy importante en él, pues una de las motivaciones de la normativa del sector eléctrico es precisamente fomentar la competencia.

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

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

A man in a dark suit and glasses is seen from the side, talking on a black mobile phone. He is sitting at a desk in a control room. In front of him are several computer monitors displaying complex electrical grid maps with various colored lines (green, blue, red, yellow) and nodes. The background is a large wall of similar grid maps. A large, semi-transparent white box with a green border is overlaid on the right side of the image, containing the number '3' and the title text. A vertical yellow and green gradient bar is on the far right edge.

3

Funcionamiento del mercado eléctrico chileno

3. Funcionamiento del mercado eléctrico chileno

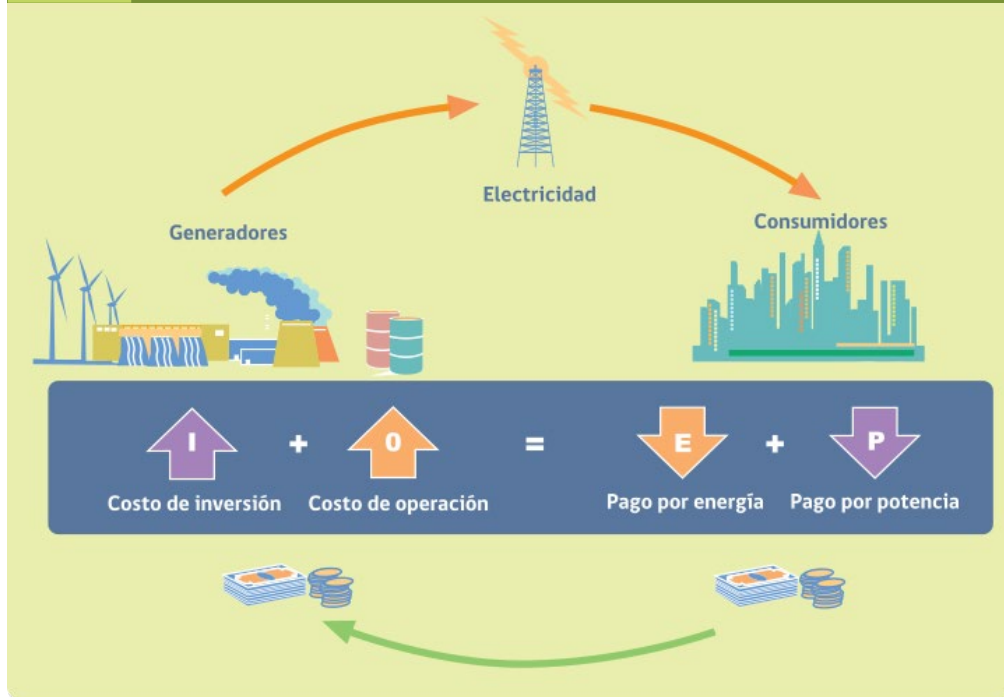
Este capítulo describe desde aspectos generales del mercado eléctrico chileno hasta aspectos más específicos. Comienza con los fundamentos económicos del mercado, luego presenta el modelo de mercado eléctrico en Chile y los principales mercados para transar energía y potencia: el mercado spot y el mercado de contratos. Posteriormente, se describe el tratamiento que se da en Chile a la suficiencia y la seguridad del sistema y como se financian de acuerdo a la legislación vigente. A continuación, se describe el funcionamiento de la generación en el sector residencial, comercial y de pequeñas industrias y, por último, se presenta el tratamiento regulatorio que actualmente se le da a la importación y exportación de energía eléctrica.

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 la transmisión son regulados y tienen obligatoriedad de servicio y precios fijados. En el segmento de generación se ha instaurado un sistema competitivo basado en la tarificación a costo marginal, fundado en los principios del "Peak Load Pricing". Es decir, los consumidores pagan un precio por energía y un precio por potencia asociado a las horas de mayor demanda del sistema (ver la Figura 14).

Figura
14

Equilibrio financiero en el modelo marginalista



Fuente: Elaboración propia (Edición 2009 de este libro).

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), más los ingresos por venta de potencia a costo de desarrollo de la potencia de punta (P), cubran exactamente los costos de inversión (I) más los costos de operación (O) de los productores considerados en su conjunto.

El funcionamiento del mercado chileno 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. En Chile, el Sistema Eléctrico Nacional es operado por el Coordinador.

3.2 Modelo del mercado eléctrico

En Chile, el modelo de mercado mayorista²⁵ ha ido migrando desde una estructura de tipo pool²⁶ con participación obligatoria de los distintos generadores hacia una estructura de tipo ISO²⁷, donde un coordinador independiente está a cargo de la operación coordinada del sistema. En ambos modelos siempre han coexistido dos mercados principales, un mercado spot asociado a la operación coordinada de corto plazo del sistema y contratos bilaterales de tipo financiero.

El Coordinador, por medio de procedimientos y mecanismos regulados y bien conocidos por todos los agentes, determina 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 coordinador y puede ser distinto en cada zona del sistema, de acuerdo a diversas condiciones, tales como pérdidas y congestión.

El despacho económico centralizado a cargo del Coordinador se basa en la declaración de costos de operación por parte de las empresas generadoras (costos susceptibles de ser auditados) y no en ofertas, como se realiza en otros mercados de EEUU, Europa, Colombia, etc.

Como consecuencia, se obtiene el despacho económico horario del sistema que corresponde a un orden de mérito²⁸ en función del costo variable de operación, que da lugar al costo marginal de operación y a las transferencias o intercambios comerciales de energía entre las empresas que generan más o menos que sus niveles de contrato. El diseño de mercado no contempla en forma explícita la figura de un comercializador, sin embargo, se encuentra en primer trámite un Proyecto de Ley de Portabilidad que crea este agente. Actualmente, son las empresas de generación y de distribución las que ejercen este rol de interacción con los clientes, pero no a nivel del mercado spot, sino que mediante contratos.

²⁵ La definición del mercado mayorista se encuentra en el glosario de términos, ver Anexo 6.

²⁶ Definición de pool se encuentra en el glosario de términos, ver Anexo 6.

²⁷ Definición de ISO se encuentra en el glosario de términos, ver Anexo 6.

²⁸ Definición de orden de mérito se encuentra en el glosario de términos, ver Anexo 6.

En el mercado mayorista de electricidad en Chile, las empresas generadoras transan energía y potencia entre sí, las que dependen de los contratos de suministro que cada una haya suscrito, debido a que la demanda real de sus clientes será asignada como retiro de energía de la generadora.

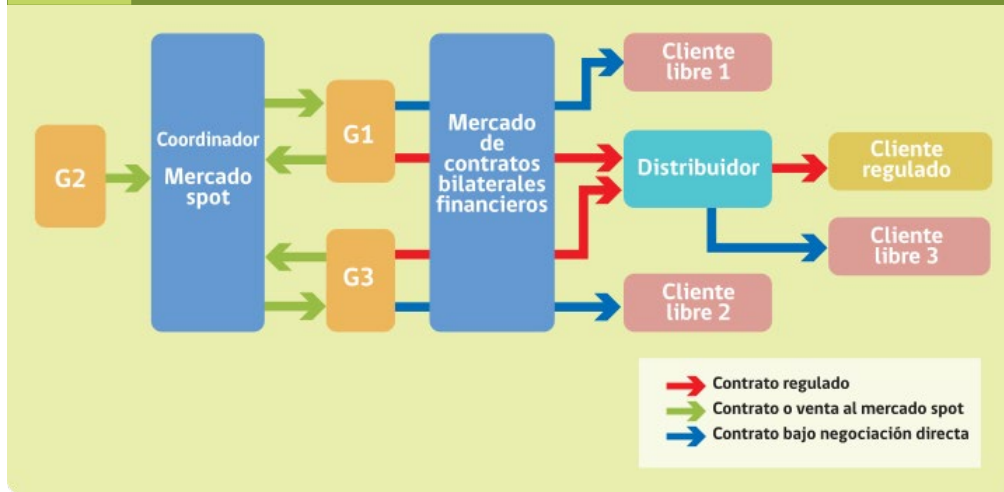
Para cada hora se determinará el monto a transar como la diferencia entre la energía inyectada al sistema eléctrico valorizada al costo marginal (Cmg) de la barra de inyección, y los retiros de energía asignados a la empresa generadora valorizados al costo marginal de la barra de retiro.

A partir de los montos resultantes el coordinador deberá determinar las transferencias económicas de energía, de manera tal que las empresas que resulten con saldos totales negativos en un período (empresas deficitarias), deberán pagar a aquellas empresas con saldos totales positivos en el mismo período (empresas excedentarias).

De forma similar ocurre el balance de transferencias de potencia entre generadoras. Las transferencias físicas y monetarias (ventas y compras) son determinadas por el coordinador del sistema, y se valorizan al precio de nudo de corto plazo de la potencia de la barra de inyección o retiro correspondiente.

La Figura 15 resume las interacciones básicas que se observan en el mercado mayorista en Chile. En el caso de los contratos bilaterales financieros, las líneas azules representan contratos que se definen mediante negociación directa y libre entre las partes (G1 con Cliente Libre 1), mientras que las líneas rojas representan contratos que son regulados, por ejemplo el caso de G3 con la empresa de distribución. También es importante notar que la Figura 15 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 compraventa de los generadores en el mercado spot se representa mediante las flechas verdes.

Figura 15 Mercado mayorista chileno



Elaboración propia a partir de Edición 2009 de este libro.

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 15, 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 marginales de energía (operación) y potencia (desarrollo) a ser pagados por los consumidores de acuerdo a los principios de la teoría del "Peak Load Pricing".

El mercado mayorista spot (horario) es cerrado a los generadores, pero es administrado por el Coordinador bajo una estructura ISO, donde los generadores están obligados a participar, presentando sus declaraciones de costos variables basadas en sus costos reales de generación, con posibilidad de ser auditados por parte del Coordinador. Este aspecto distingue el mercado

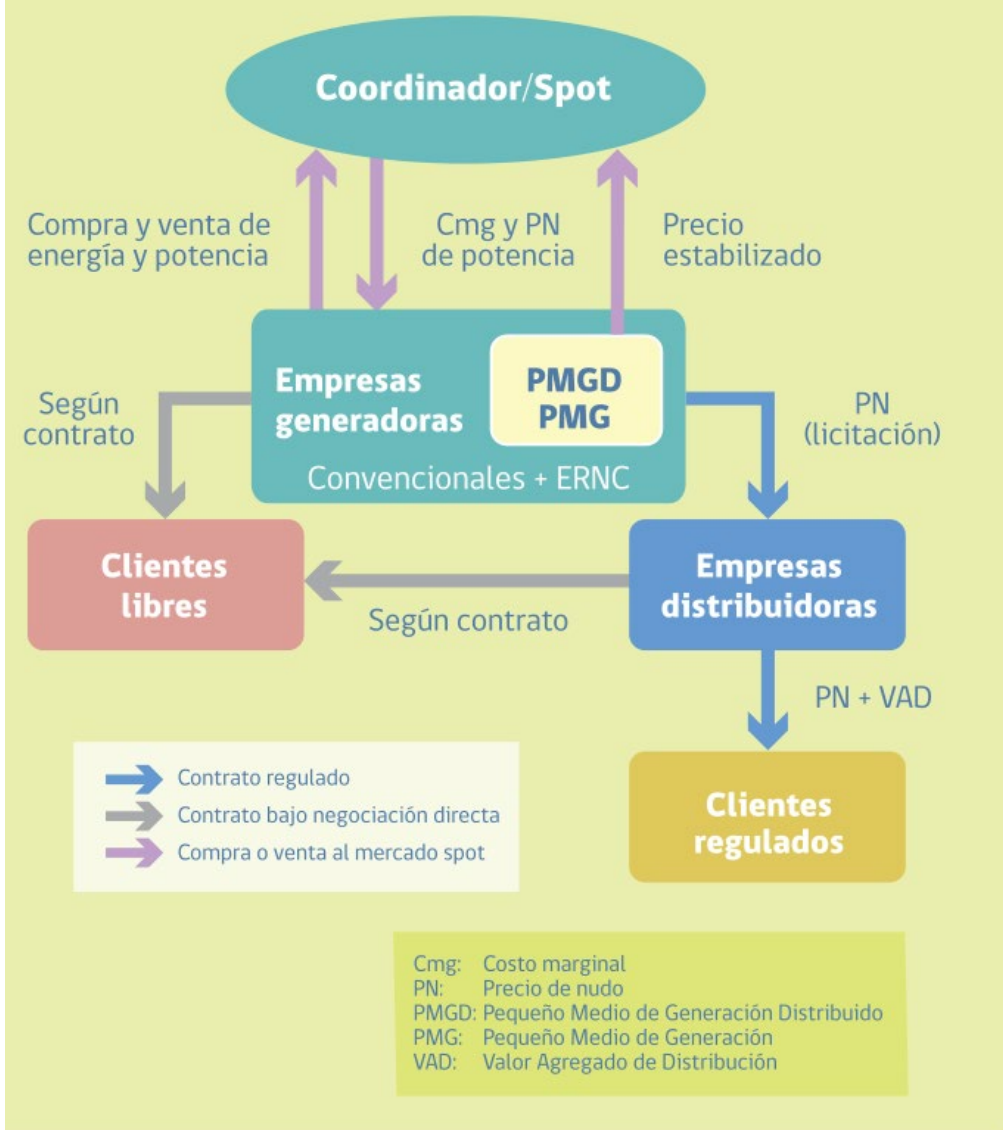
chileno de otros basados en bolsas de energía o de operación centralizada con ofertas libres de compra y venta. La Figura 16 muestra las interacciones de los diferentes agentes en el esquema del mercado chileno. Asimismo, cabe señalar que en el mercado eléctrico chileno no existe el concepto de contratos bilaterales físicos, todavía presentes en algunos mercados de electricidad como el europeo, 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 Chile, los contratos de suministro privados sólo tienen un carácter financiero, siendo el Coordinador 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 buscando la operación más económica posible sin restringirse por estos contratos.

El mercado eléctrico en Chile focaliza la competencia en la concreción y desarrollo de proyectos de generación eficientes (costos de inversión y operación), y en la buena gestión comercial de contratos bilaterales con clientes libres y regulados. Esto difiere de lo observado a nivel internacional, dado que en Chile no existe un esquema de ofertas de corto plazo al despacho, 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.

La Figura 16 muestra un esquema general del funcionamiento del mercado nacional. 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 (Pequeños Medios de Generación), PMGD (Pequeños Medios de Generación Distribuida), 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. N°88 del año 2020). 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 un precio resultante de un proceso regulado de licitaciones de suministro (clientes regulados) para los contratos y 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 de 2005. 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 o no regulados que se encuentren en su área de concesión.

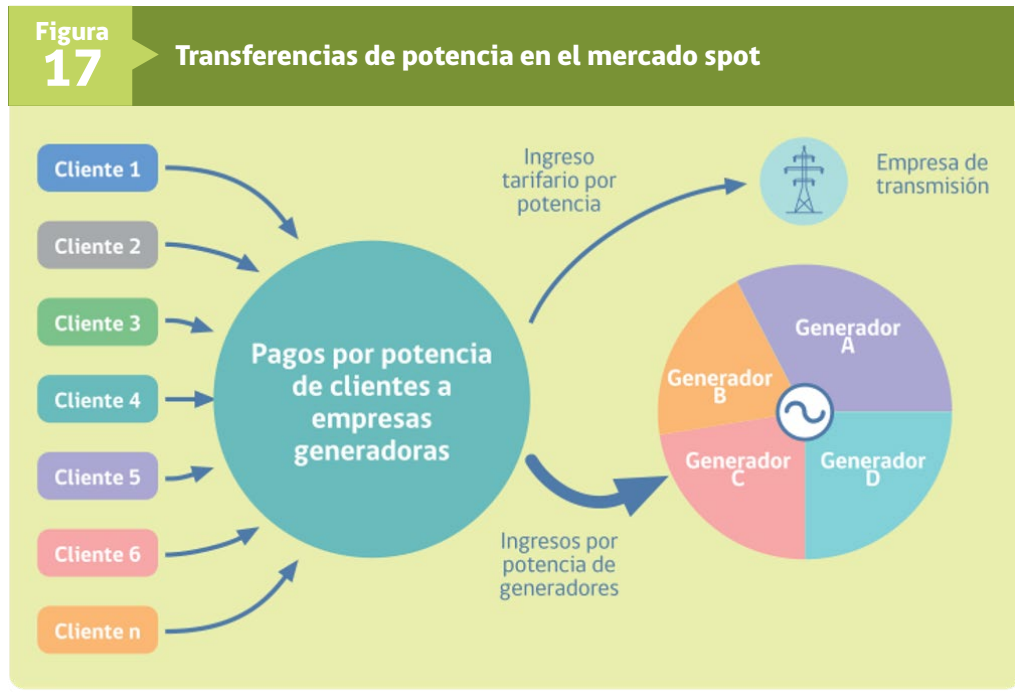
Figura 16

Concepto de remuneración en el mercado eléctrico



Fuente: Elaboración propia (Edición 2009 de este libro).

El precio de nudo (PN) de la potencia señalado en la Figura 16 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 denominada potencia de suficiencia 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, siendo en el caso de Chile, la CNE y el Coordinador, 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. La Figura 17 resume las transferencias de potencia que se realizan entre los distintos agentes del mercado en el mercado spot.



Fuente: Elaboración propia (Edición 2009 de este libro).

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 condición de escasez. 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 Coordinador del sistema para su administración. Sin embargo, la CNE y el Ministerio en su rol de monitoreo pueden solicitar información de estos contratos.
- ▶ 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 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 contratos de venta a distribuidores para clientes regulados deben considerar el precio resultante de las licitaciones públicas reguladas y dirigidas por la CNE.
- ▶ La venta de potencia se realiza a precio resultante del estudio de precio de nudo calculado semestralmente por la CNE en los meses de abril y octubre.

3.5 Suficiencia y seguridad del sistema eléctrico

La legislación distingue los conceptos de suficiencia y seguridad del sistema eléctrico; derivando este último a la implementación de servicios complementarios (SSCC). Estos conceptos son definidos en forma explícita en la legislación vigente²⁹:

- ▶ 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): prestaciones que permiten efectuar la coordinación de la operación del sistema. Son servicios complementarios al menos, el control de frecuencia, el control de tensión y el plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias. Estos servicios se prestarán por medio de los recursos técnicos requeridos en la operación del sistema eléctrico, tales como la capacidad de generación de potencia activa, capacidad de inyección o absorción de potencia reactiva o potencia conectada de los usuarios, entre otros, y por la infraestructura asociada a la prestación del recurso técnico.

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

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

Hasta enero de 2016 en el sector eléctrico chileno, los atributos de seguridad y suficiencia se agrupaban bajo el concepto de potencia firme. Esto a pesar de que la LGSE diferencia ambos

²⁹Artículo 225°, DFL N° 4.

conceptos y a que el reglamento para definir el reconocimiento del atributo de suficiencia (D.S. N°62 de 2006) está publicado desde 2006. Sin embargo, se debió esperar hasta que se definieran e implementaran los servicios complementarios para lograr separar ambos conceptos en la práctica. Ello ocurrió en enero de 2016, con la publicación de la Norma Técnica de Transferencia de Potencia entre Empresas Generadoras.

3.5.1 Potencia de suficiencia

El D.S. N°62 de 2006 define los lineamientos para determinar las transferencias de potencia entre empresas generadoras. Las que se determinarán a partir de la capacidad de generación compatible con la suficiencia y los compromisos de demanda de punta existentes. De tal manera que cada propietario de medios de generación deberá estar en condiciones de satisfacer sus propios compromisos para la demanda de punta, considerando su potencia de suficiencia y la adquirida a otras empresas generadoras. Estas transferencias serán valorizadas al precio de nudo de corto plazo de la potencia en la barra correspondiente.

A cada unidad generadora se le asignará una potencia de suficiencia definitiva en función de:

- ▶ La incertidumbre asociada a la disponibilidad del insumo de generación,
- ▶ La indisponibilidad forzada de la unidad, y
- ▶ La oferta de potencia del parque generador.

El esquema general del procedimiento de cálculo de potencia de suficiencia que establece el D.S. N°62 se ilustra en la Figura 18. Las etapas y los conceptos utilizados en el proceso de cálculo de la potencia de suficiencia para cada tipo de central se describen con mayor detalle en el Anexo 3.

Por otra parte, el D.S. N°42 de 2020 introduce el Estado de Reserva Estratégica para unidades generadoras que comiencen el proceso de retiro del SEN, en el contexto del programa de descarbonización de la matriz energética. Estas unidades solo serán convocadas al despacho por el Coordinador si este prevé déficits importantes de generación o condiciones de afectación a la seguridad del sistema. Una vez convocada la unidad deberá estar en condiciones para inyectar energía en un plazo no mayor a 60 días.

Figura
18

Enfoque metodológico de la potencia de suficiencia del D.S. N°62



Fuente: Elaboración propia.

Las unidades en Estado de Reserva Estratégica serán remuneradas por concepto de suficiencia. Para el cálculo del aporte a la suficiencia del sistema eléctrico será reconocida una potencia equivalente no mayor al 60% de la potencia máxima de la unidad correspondiente.

El Ministerio de Energía en conjunto con la CNE se encuentran desarrollando un trabajo participativo asociado a la elaboración de un nuevo Reglamento de Potencia. Para este fin, se han conformado mesas de trabajo con distintos actores del sector eléctrico nacional con el objeto de discutir, analizar y proponer las mejores alternativas para una adecuada regulación en las materias asociadas al tratamiento de la potencia en el Sistema Eléctrico Nacional.

Dentro de estas alternativas se destaca la aplicación de metodologías probabilísticas (como la de Effective Load Carrying Capability, ELCC) para la determinación del aporte a la suficiencia del sistema por parte de las unidades. Además, se propone que el valor de la inyección de potencia disminuya en función de la sobre instalación de generación del sistema eléctrico y la ineficiencia (costo variable) de la unidad que realiza dicha inyección, entre otros perfeccionamientos al proceso de determinación de las transferencias de potencia.

3.5.2 Servicios complementarios

Son servicios complementarios (SSCC) aquellas prestaciones que permiten preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico y garantizar la operación más económica y de calidad para el conjunto de instalaciones del SEN. A través de estos servicios se reconoce y remunera la seguridad que aportan las instalaciones al sistema.

La CNE es el organismo encargado de definir, previo informe del Coordinador, los servicios complementarios y sus categorías. Son servicios complementarios el control de frecuencia, el control de tensión, el control de contingencia y el plan de recuperación de servicio.

Los servicios complementarios se organizan en categorías y subcategorías, dependiendo del aporte que brinden al cumplimiento de los estándares definidos en la NTSyCS.

**Tabla
04**

Categorías de servicios complementarios

SSCC	CATEGORÍA DE SSCC	SUBCATEGORÍA DE SSCC
Control de Frecuencia	Control Rápido de Frecuencia (CRF)	Control Rápido de Frecuencia por Subfrecuencia (CRF+)
		Control Rápido de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CRF-)
	Control Primario de Frecuencia (CPF)	Control Primario de Frecuencia por Subfrecuencia (CPF+)
		Control Primario de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CPF-)
	Control Secundario de Frecuencia (CSF)	Control Secundario de Frecuencia por Subfrecuencia (CSF+)
		Control Secundario de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CSF-)
	Control Terciario de Frecuencia (CTF)	Control Terciario de Frecuencia por Subfrecuencia (CRF+)
		Control Terciario de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CRF-)
Control de Tensión	Control de Tensión (CT)	Control de Tensión (CT)
Control de Contingencias	Desconexión de Carga (EDAC)	EDAC por Subfrecuencia
		EDAC por Subtensión
		EDAC por Continencia Específica
		Desconexión Manual de Carga (DMC)
	Desconexión de Generación (EDAG/ERAG)	EDAG o ERAG por Subfrecuencia
		EDAG o ERAG por Contingencia Específica
	Plan de Defensa contra Contingencia (PDC)	Planes de Defensa contra Contingencias Críticas (PDCC)
Planes de Defensa contra Contingencias Extremas (PDCE)		
Plan de Recuperación de Servicio	Partida Autónoma (PA)	EDAG o ERAG por Contingencia Específica
	Aislamiento Rápido (AR)	Planes de Defensa contra Contingencias Críticas (PDCC)
	Equipos de Vinculación	Planes de Defensa contra Contingencias Extremas (PDCE)

Fuente: Informe de SSCC 2020. Coordinador Eléctrico Nacional.

Por su parte, el Coordinador deberá elaborar un Informe de Servicios Complementarios cada año señalando los servicios requeridos por el sistema eléctrico, los recursos técnicos necesarios para la prestación de dichos servicios, la infraestructura que se deba instalar para su prestación y su vida útil. Además, el informe debe indicar para cada uno de los servicios requeridos el mecanismo a través del cual se materializará su prestación, el que deberá ser adecuado a la condición de competencia en la oferta de dicho siempre mecanismos de subastas y licitaciones cuando exista competencia, y mecanismos de instrucción directa cuando este no sea el caso.

Para ello la Ley 20.936 de julio de 2016 habilitó al Coordinador a realizar licitaciones o subastas cuando el requerimiento sea de cortísimo plazo. De manera excepcional y únicamente cuando las condiciones de mercado no sean competitivas o las licitaciones o subastas sean declaradas como desiertas, se podría instruir la prestación de forma directa. Es decir, se planteó un régimen mixto de mercado libre y provisión vía requerimiento.

Posteriormente, en marzo de 2019 se aprobó un nuevo reglamento de servicios complementarios (D.S. N°113 de 2017). Este reglamento establece la forma en cómo se definirán los servicios que requiere el SEN y sus mecanismos de prestación e instalación. También establece cómo se realizarán las subastas, licitaciones e instrucción directa de dichos servicios. Además, define las condiciones generales para la realización del Informe de Servicios Complementarios y Estudio de Costos.

La valorización de los servicios complementarios que sean subastados o licitados corresponderá al valor adjudicado en la respectiva licitación o subasta. En el caso de que se declare desierta una subasta el servicio será remunerado al precio máximo de dicho proceso. En relación con los servicios que deban ser prestados o instalados directamente (sin proceso de licitación) estos serán valorizados mediante Estudio de Costos.

La Resolución Exenta N°442 de noviembre 2020 establece las componentes que deberán ser agregadas al valor ofertado en las subastas de control de frecuencia, para conformar el precio adjudicado en ellas. Este valor adjudicado se conformará de la suma de: el valor ofertado y adjudicado en la subasta, costos de oportunidad por no vender energía destinada a reserva, sobre costos por operar a un costo marginal menor que el costo variable de la unidad y costos de ineficiencia por operar en un punto subóptimo.

Es decir, las subastas de control de frecuencia presentan un esquema de pagos expost. El cual permite reducir riesgos económicos que afectan a los potenciales prestadores del servicio. Por lo que el valor ofertado en la subasta solo deberá asumir costos de desgaste y uso (wear and tear). No obstante, luego de que se hizo efectiva la Resolución N°442, la remuneración asociada al valor ofertado representa un 1,88% promedio del pago total de SSCC por subasta, entre diciembre 2020 y abril 2021. Por lo que el pago de sobre costos, costos de oportunidad, infraestructura y remuneración a precio máximo por instrucción directa representa un 98% del total de pagos por SSCC.

Para determinar la oferta adjudicada en las subastas de control de frecuencia, el Coordinador deberá realizar con un día de anticipación el proceso de co-optimización conjunta de energía y reserva, el cual deberá garantizar la operación eficiente y segura del SEN.

La asignación de la instalación prestadora de un servicio complementario es tecnológicamente neutra. Esto permite la entrada sin discriminación de nuevos actores al mercado de SSCC. De esta manera las tecnologías ERNC han prestado servicios complementarios en las categorías de control de frecuencia, control de tensión, esquema de desconexión automática de generación y aislamiento rápido. Un ejemplo es que en agosto de 2020 las ERNC se adjudicaron servicios por subfrecuencia

Tabla 05 Porcentaje de asignación de reserva por tecnología ERNC en agosto 2020		
TECNOLOGÍA	CTF-	CSF-
Eólica	1,0%	0,0%
Fotovoltaica	3,7%	7,9%
Geotérmica	0,1%	0,0%
Mini hidro de pasada	0,2%	0,0%
Reserva total asignada* [MW]	141.253	88.763

*Incluyendo tecnologías convencionales

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos del Coordinador.

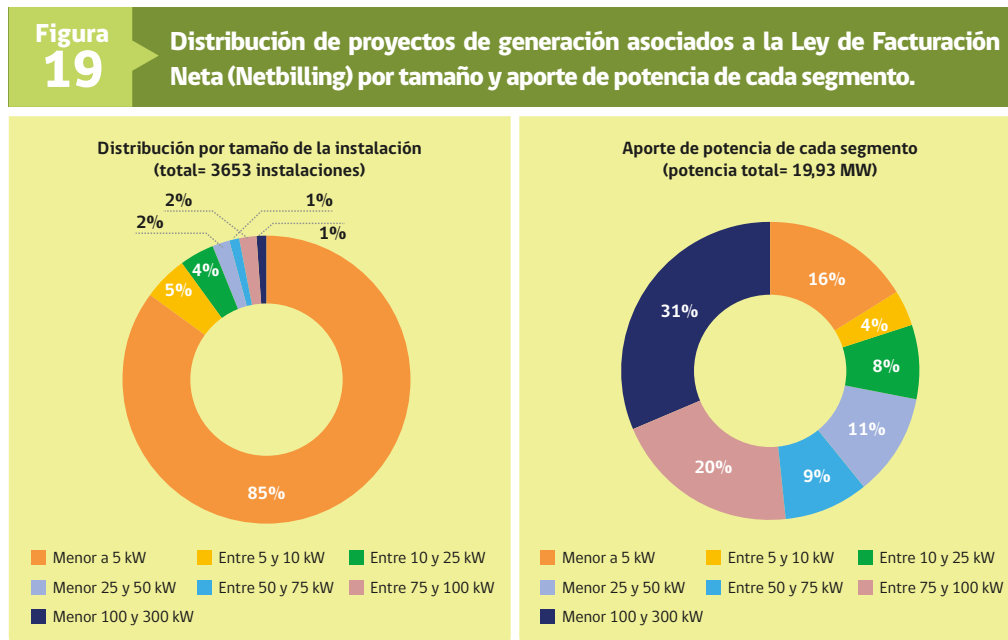
El pago de un servicio complementario depende de si la prestación fue mediante nueva infraestructura o recurso técnico existente. En este último caso van a ser las empresas generadoras a prorrata de sus retiros físicos quienes deberán remunerar el servicio. Al contrario, si es necesario instalar nueva infraestructura en el sistema, serán los usuarios finales quienes deberán contribuir al pago a través del cargo de servicios complementarios.

3.6 Ley de Facturación Neta (Netbilling)

La Ley 20.571 de 2012, que entró en vigencia en septiembre de 2014 después de la promulgación del reglamento aprobado con el D.S. N° 71 de 2014 y sus modificaciones de

2016, luego fue modificada el 2018 con la Ley 21.118, y por último, la actualización del reglamento con el D.S. N°57 de 2020. La Ley permite la inyección y venta de excedentes a los usuarios finales sujetos a regulación de precios, que dispongan de equipamiento de generación de energía eléctrica por medios renovables no convencionales o de instalaciones de cogeneración eficiente de manera individual o colectiva de hasta 300 kW de potencia, tanto para su propio consumo como para la inyección de excedentes a la red de distribución. Esta ley permite tanto el desarrollo de proyectos para autoabastecer la demanda energía de una sola instalación o inmueble, o sistemas de mayor tamaño para abastecer varias instalaciones de un mismo propietario mediante un mecanismo de traspasos de excedentes o para las instalaciones o inmuebles de varios usuarios mediante un modelo de propiedad conjunta o los también llamados "sistemas comunitarios". Todas las instalaciones o inmuebles deben estar situados en la red de distribución del mismo concesionario de distribución.

Las Leyes 20.571 y 21.118 han permitido desarrollar un mercado de generación distribuida con una amplia acogida, los proyectos suman una capacidad de 56 MW aproximadamente, con 6946 proyectos a lo largo de todo el país. En su gran mayoría son proyectos muy pequeños con potencias instaladas menores a 5 kW. La Figura 19, presenta la distribución de proyectos según su rango de potencia, tanto en cantidad como en su aporte a la capacidad total a diciembre de 2020.



Fuente: SEC

La remuneración de las inyecciones de energía se basa en un sistema de facturación neta (Netbilling), en el que el excedente de energía inyectada a la red y la energía consumida desde la red se miden y se valorizan por separado, para luego restar ambos montos valorizados y determinar el monto neto a facturar.

La energía excedentaria inyectada es valorizada al precio nudo de energía que las distribuidoras traspasan a sus clientes regulados más un componente asociado a las menores pérdidas de la distribuidora distribuidora por dichas inyecciones. Este monto es luego descontado de la facturación correspondiente al mes en el cual se realizan dichas inyecciones. El precio de valorización de la energía inyectada no incluye el costo de inversión y operación de la red de distribución, el cual sí es cobrado a los clientes al momento de consumir energía desde la red. En el caso de los clientes residenciales con capacidad igual o menor a 10 kW, este cobro es realizado en una tarifa energizada, la que sumada al precio de la energía que es traspasado por la empresa distribuidora, conforman la tarifa final de energía consumida. El resto de las tarifas no residenciales cobran este valor de distribución mediante los cobros por potencia demandada o contratada por el cliente. Por lo tanto, dependiendo del tipo de tarifa regulada del consumidor, el precio de inyección de la energía será menor o igual al precio de retiro de energía³⁰. Las obras adicionales y adecuaciones que sean necesarias para permitir la conexión y la inyección de excedentes de los medios de generación deben ser solventadas por cada propietario.

El Reglamento de la Ley 21.118³¹ establece con mayor detalle el procedimiento para llevar a cabo la conexión del equipamiento de generación y los tiempos en los que debe responder la distribuidora y el consumidor, los costos de las obras adicionales que sean requeridas para la conexión, las responsabilidades sobre la medición y valorización de las inyecciones, entre otros aspectos. Las tarifas de inyección las publica cada distribuidora a través de una plataforma pública, y los costos de los estudios y solicitudes están a cargo del usuario. Mayor información sobre proyectos de generación distribuida orientados al autoconsumo se puede encontrar en el Anexo 4.

³⁰ Los precios de inyección y consumo de energía son distintos para los clientes residenciales BT1, pues este tipo de cliente en su tarifa de energía financia tanto la energía que ocupa como su demanda de potencia, que financia la infraestructura de la red que lo abastece (principalmente la red de distribución).

³¹ D.S. N° 57 de 2019 del Ministerio de Energía. Aprueba Reglamento de Generación Distribuida para Autoconsumo. Publicado en el Diario Oficial del 24 de septiembre de 2020.

3.7 Importación / exportación de energía eléctrica

La Ley 20.936 de 2016 incorpora por primera vez en la legislación eléctrica chilena, la exportación e importación de energía y servicios eléctricos. Para exportar o importar se debe contar con la autorización del Ministerio de Energía, la que deberá ser otorgada por decreto supremo, previo informe de la Superintendencia, de la Comisión Nacional de Energía y del Coordinador.

En el mencionado decreto se deberán definir los aspectos regulatorios aplicables a la energía destinada al intercambio, establecer las condiciones generales de la operación, incluyendo al menos el plazo de duración y las condiciones específicas en que se autoriza. Las condiciones de operaciones establecidas en el permiso deben asegurar la operación más económica del conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico y garantizar el cumplimiento de los estándares de seguridad y calidad de servicio eléctrico. Adicionalmente, tal como se describió en la Sección 2.4.1, la Ley 20.936 de 2016 establece un segmento de la transmisión especialmente orientado a posibilitar la exportación o importación y por tanto la regulación de este tipo de líneas será independiente a las otras líneas del país.

Actualmente, Chile cuenta con una interconexión eléctrica con el Sistema Argentino de Interconexión a través de la región de Antofagasta, que es utilizada para intercambios esporádicos de energía, a través de un decreto publicado por el Ministerio de Energía que regula la exportación (D.S. N°7 de 2015). Adicionalmente, en el año 2016 se concretaron las iniciativas públicas y privadas para materializar una interconexión con Perú, y en octubre de 2019 se finalizó un estudio de factibilidad, en el cual se confirma la viabilidad técnica y económica de la primera interconexión con Perú.

Además del gran potencial de recursos naturales que tiene Chile, el perfeccionamiento de la legislación eléctrica, el buen clima para la inversión y los instrumentos de fomento de la inversión, han permitido que el país se destaque como líder en la región por la integración de ERNC a su matriz eléctrica.



4

**Las ERNC
en el mercado
eléctrico chileno**



4. Las ERNC en el mercado eléctrico chileno

En este capítulo se describe la integración de las ERNC al mercado chileno. Se provee el contexto general del desarrollo de las ERNC en Chile y se describen las etapas de desarrollo de un proyecto. De las etapas de desarrollo de un proyecto, se detallan posteriormente el marco regulatorio relevante, las exigencias mínimas de conexión para proyectos ERNC, el sistema de precios y el balance comercial de un generador y el reconocimiento de la potencia de suficiencia a este tipo de generadores. Por último, se describen las exigencias de ERNC que se ha impuesto Chile en cuanto a cuotas anuales de generación.

4.1 Contexto general de las ERNC

En los últimos años han mejorado significativamente las condiciones de mercado para el desarrollo de las ERNC en Chile, lo que se ha traducido en una acelerada implementación de este tipo de proyectos. Además de la maduración tecnológica en conjunto con la disminución de los costos de las tecnologías ERNC y el gran potencial de recursos que tiene Chile, el perfeccionamiento de la legislación eléctrica chilena de los últimos años, el buen clima para la inversión, fácil y económico acceso a financiamiento y el desarrollo de instrumentos de fomento a la inversión, han permitido que Chile se destaque como líder en la región por la integración de energías renovables.

Las medidas emprendidas por el Estado de Chile en la remoción de las barreras que limitan el desarrollo de los proyectos ERNC han tenido un rol fundamental para acelerar el desarrollo del mercado asociado a esos proyectos en el país.

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, las modificaciones legales buscan 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 tecnologías.

En este capítulo se presentan aspectos de la regulación vigente relevantes para el desarrollo de las ERNC. En particular, se detalla la denominación legal de los proyectos ERNC (por su

tamaño y lugar de conexión al sistema), las exigencias técnicas de conexión al sistema y operación, el sistema de precios del sector eléctrico y la separación entre el despacho de las unidades y el balance comercial, y por último, el tratamiento que le da la regulación actual a los conceptos de suficiencia y seguridad aportados por las ERNC.

4.2 Definición de medios de generación de ERNC en la regulación

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

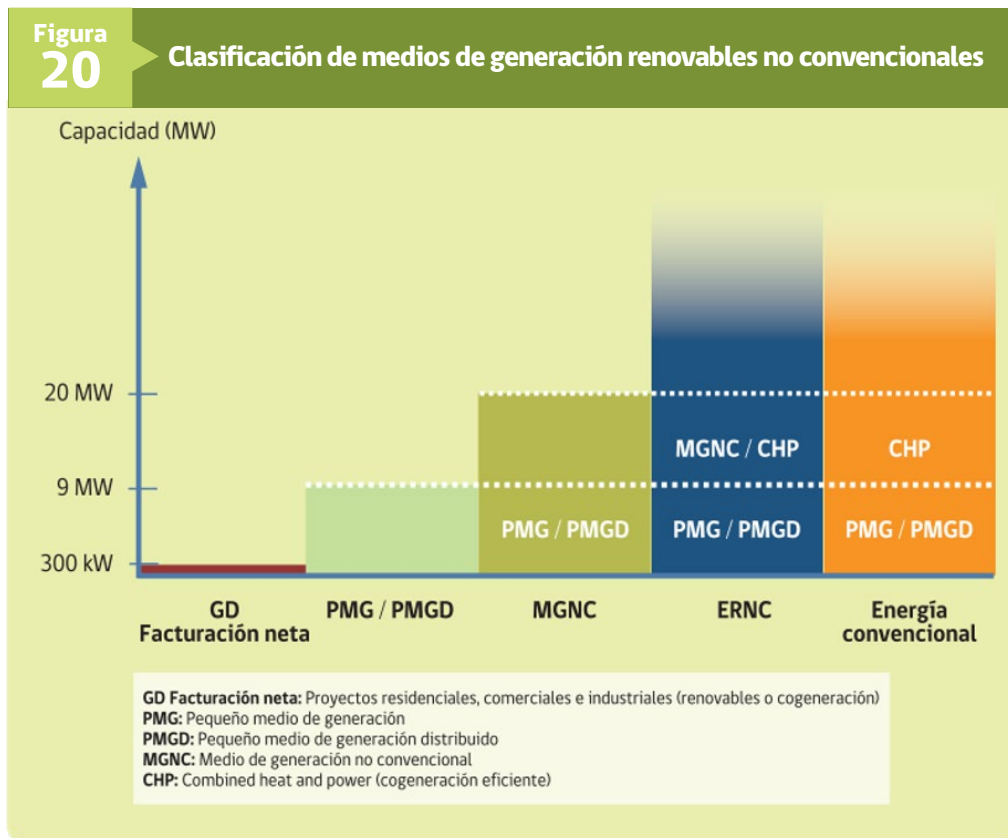
- 1)** Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de la biomasa, correspondiente a la obtenida de materia orgánica y biodegradable, la que puede ser usada directamente como combustible o convertida en otros biocombustibles líquidos, sólidos o gaseosos. Se entenderá incluida la fracción biodegradable de los residuos sólidos domiciliarios y no domiciliarios.
- 2)** Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía hidráulica y cuya potencia máxima sea inferior a 20 MW.
- 3)** Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía geotérmica, entendiéndose por tal la que se obtiene del calor natural del interior de la tierra.
- 4)** Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía solar, obtenida de la radiación solar.
- 5)** Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía eólica, correspondiente a la energía cinética del viento.
- 6)** Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de los mares, correspondiente a toda forma de energía mecánica producida por el movimiento de las mareas, de las olas y de las corrientes, así como la obtenida del gradiente térmico de los mares.
- 7)** Otros medios de generación determinados fundadamente por la CNECNE, 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 establecidos en el reglamento.

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, Leyes 20.571 y 21.118, y el reglamento D.S. N°88 de 2021 (el cual reemplaza al D.S. N°244) han conferido derechos y obligaciones particulares. La Figura 20 muestra en forma esquemática los distintos medios de generación y sus interrelaciones.



Fuente: Elaboración propia a partir de Edición 2009 de este libro.

Clasificación:

1) GD Facturación Neta: Medios de generación renovables o cogeneración eficiente de potencia menor o igual a 300 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 proyectos acogidos a la Ley de Facturación Neta (Netbilling) orientados a clientes residenciales, comerciales e industriales se les confiere el derecho a inyectar sus excedentes a las redes de distribución y valorizarlos.

2) 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.

3) PMG: Medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema sean menores o iguales a 9.000 kW conectados a instalaciones pertenecientes al sistema de transmisión nacional, a un sistema de transmisión zonal o sistema dedicado.

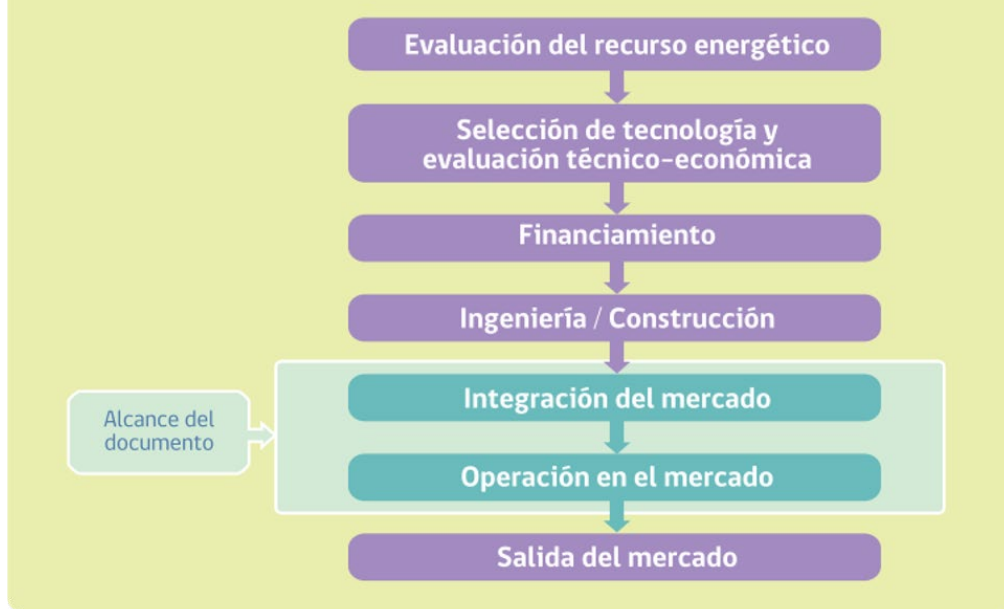
4) MGNC: Medios de generación cuya fuente sea no convencional y sus excedentes de potencia suministrada al sistema sean inferiores a 20.000 kW. La categoría de MGNC, no es excluyente con las categorías indicadas en los dos puntos precedentes. Esta categoría junto a los proyectos ERNC menores a 20.000 kW también incluye los proyectos de cogeneración eficiente a base de combustibles fósiles menores a 20.000 kW.

4.3 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 21 resume las etapas principales de análisis para un proyecto ERNC. De estas etapas, el presente documento describe los aspectos relacionados con la integración y operación en el mercado eléctrico de los proyectos ERNC.

Figura 21

Etapas de desarrollo de un proyecto ERNC



Fuente: Elaboración propia (Edición 2009 de este libro)

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, transmisión dedicada, transmisión zonal), 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.: potencias 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. En esta etapa, interesa conocer las alternativas de comercialización de cada proyecto o bien los distintos modelos de negocio factibles de ser desarrollados. Por 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 o ingresos.

Un ejemplo que contrasta este proceso para distintos diseños de mercado, es un sistema basado en contratos bilaterales físicos, usual en Europa, en el cual la condición de autodespachado es una prerrogativa de los generadores que poseen contratos de suministro. Sin embargo, como se verá más adelante, en sistemas como el chileno, el concepto de autodespacho está restringido sólo a algunos agentes, ya que entra 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.

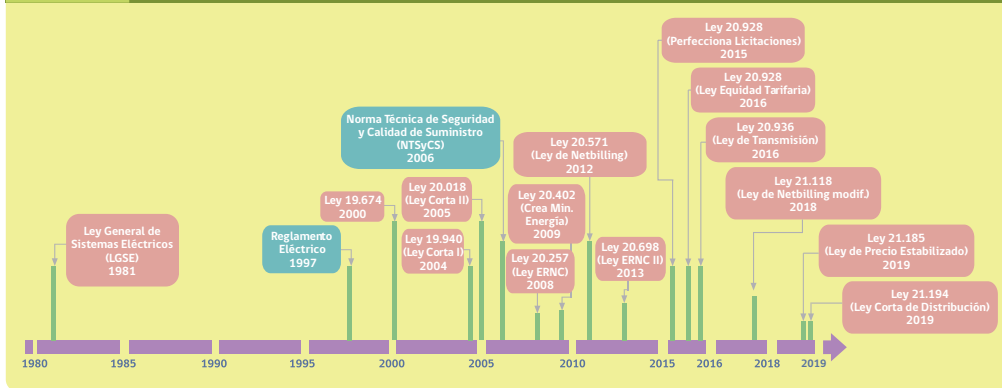
El alcance de este documento se concentra en las etapas de integración y operación en el mercado de un proyecto ERNC. Si bien se ilustran elementos a considerar en las otras etapas, el tratamiento detallado se restringe a los dos ámbitos señalados.

4.4 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 22 y en el Anexo 1, en su origen no realizó una distinción normativa para las energías renovables no convencionales.

Figura 22

Cronología del proceso normativo



Elaboración propia a partir de Edición 2009 de este libro.

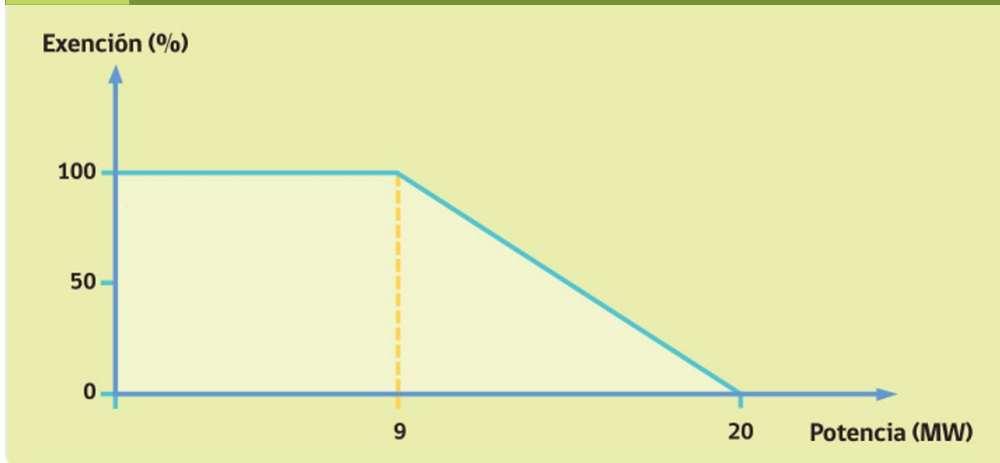
Sin embargo, las modificaciones de la LGSE, oficializadas en marzo de 2004 mediante la Ley 19.940, modificaron un conjunto de aspectos del mercado de generación eléctrica que afecta a todos los medios de generación, introduciendo elementos especialmente aplicados a las ERNC. Se abre el mercado spot y 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 troncal³² 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 23 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.

³² La Ley 20.936 de 2016 cambió la denominación a los sistemas de transmisión por una más funcional. Detalles sobre los segmentos de transmisión e infraestructura básica del sistema de transmisión de alta tensión se muestran en la sección 2.4.1

Figura
23

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



Fuente: Elaboración propia (Edición 2009 de este libro).

Es importante señalar que de acuerdo a las modificaciones legales realizadas por la Ley 20.936 de 2016, a partir del 1 de enero de 2019 a las nuevas inyecciones (asociadas a contratos posteriores a la entrada en vigencia de la Ley) se les exime del pago de peajes de transmisión. Por otra parte, las inyecciones asociadas a contratos celebrados con anterioridad a la entrada en vigencia de la presente ley, se les aplica un sistema de remuneración similar al antiguo. La Sección 6.3 del libro explica con mayor detalle el pago de peajes de los generadores bajos estas condiciones.

4.4.1 Sistemas de precios del sector eléctrico

Como se discute en las secciones 3.3 y 3.4, un proyecto ERNC en el mercado mayorista puede acceder a los mercados spot y de contratos según sea el caso. Es importante señalar que las transacciones en el mercado spot y contratos son de carácter financiero y no físico. Esto quiere decir que el despacho físico de las unidades se guía principalmente por la minimización de los costos de operación del sistema para un nivel de seguridad dado y no por los contratos de suministro establecidos entre las partes. No obstante, para dar una mayor claridad sobre el despacho de unidades y valorización de las transferencias se describe brevemente el despacho de las unidades y posteriormente se presenta el balance comercial general de generadores ERNC.

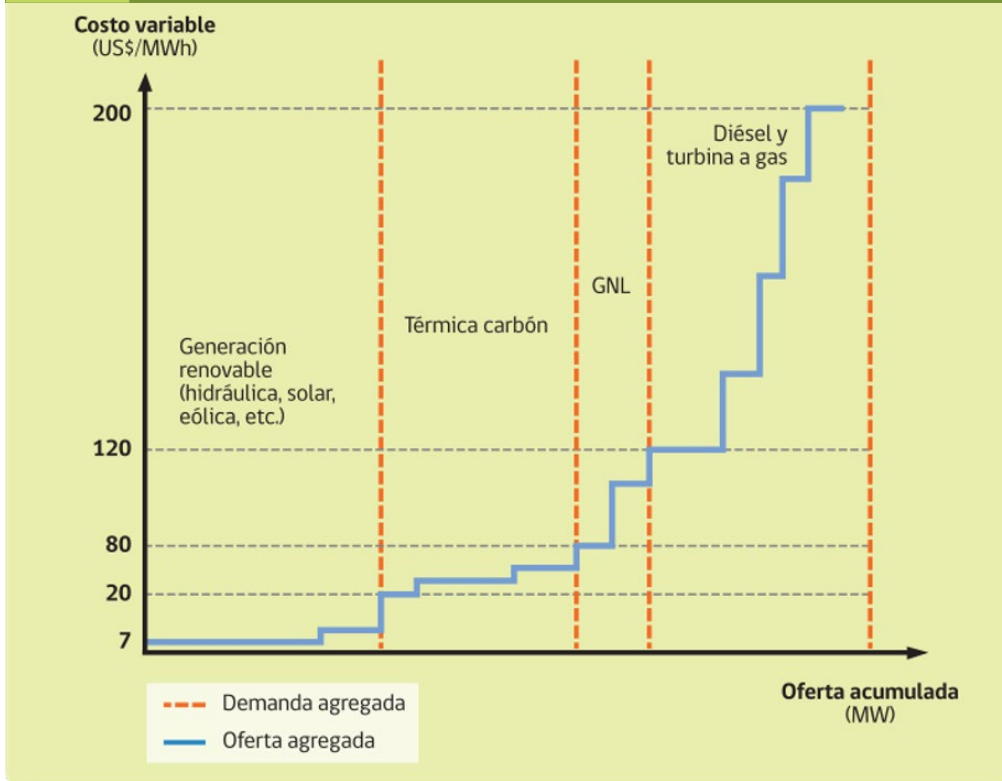
4.4.1.1 Despacho y ERNC

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

Para una hora determinada, el pool establece una operación económica del sistema, que da lugar a costos marginales en las barras de inyección y retiro del sistema. En su versión más simple, la operación económica del sistema se alcanza despachando las unidades de generación en orden creciente de costo variable de generación, hasta poder cubrir la demanda requerida en una hora determinada. De esta forma, las unidades de costo variable nulo o bajo son despachadas primero. A este tipo de generación, común entre las energías renovables (hidráulicas de pasada, solar, eólicas, etc.), se le denomina unidades de generación en base. La Figura 24 muestra la relación entre costos variables crecientes de generación por tecnología y la demanda agregada del sistema. A mayor demanda, el costo variable de generación del sistema sube a medida que se requieren utilizar tecnologías más caras.

Figura 24

Ejemplo de curva de oferta agregada de generación



Fuente: Elaboración propia

4.4.1.2 Balance comercial de un generador ERNC

Para un generador ERNC que participa de las transferencias de energía y potencia en el sistema eléctrico, el balance comercial está compuesto por: sus inyecciones y retiros en el mercado spot, ventas de energía y potencia según sus contratos de suministro, sus ventas del atributo ERNC (sin embargo, dado que actualmente hay una gran oferta de proyectos ERNC que sobrepasan la cuota establecida por la Ley 20.257, el atributo ERNC no tiene gran valor en el mercado), sus costos de generación fijos y variables, y otros pagos que pueden corresponder a los peajes y el pago por servicios complementarios. Cabe notar que el pago de peajes es eliminado por la Ley 20.936 de julio de 2016. Para mayor información refiérase a la sección 2.4.2.

La siguiente expresión representa, de manera simplificada, el balance comercial de un generador ERNC:

BalCom = BalSPOT + VentasCBF + ExcedentesERNC – CostosGen – OtrosPagos

Donde:

BalCom	Balance comercial
BalSPOT	Diferencia entre inyecciones y retiros valorizados de energía y potencia. Cálculo realizado por el Coordinador de acuerdo con la información entregada por las empresas.
ExcedentesERNC	Venta de atributos ERNC de cumplimiento de la Ley 20.257
VentasCBF	Ventas de energía y potencia pactada en contratos bilaterales financieros.
CostosGen	Costos fijos y variables de producción de energía.
OtrosPagos	Peajes

Un generador ERNC también puede tener ingresos por prestar servicios complementarios. El cual de acuerdo con el reglamento (D.S. N°113 de 2019) se remunerará de acuerdo con el valor adjudicado en la subasta o licitación. En el caso, de los servicios que deban ser prestados y/o instalados directamente serán valorizados y remunerados según un Estudio de Costos realizado por el Coordinador.

4.5 Ley de Energías Renovables No Convencionales (Ley 20.257 y Ley 20.698)

El 1 de abril de 2008 entró en vigencia la Ley 20.257 que establecía una obligación para las empresas eléctricas que un porcentaje de la energía comercializada provenga de fuentes ERNC³³ y definía una meta del 10% al año 2024. Sin embargo, en octubre de 2013 se modificó la meta ampliándola a un 20% para el año 2025 (Ley 20.698 de 2013).

³³ En la terminología internacional este modelo se conoce como un modelo de cuotas.

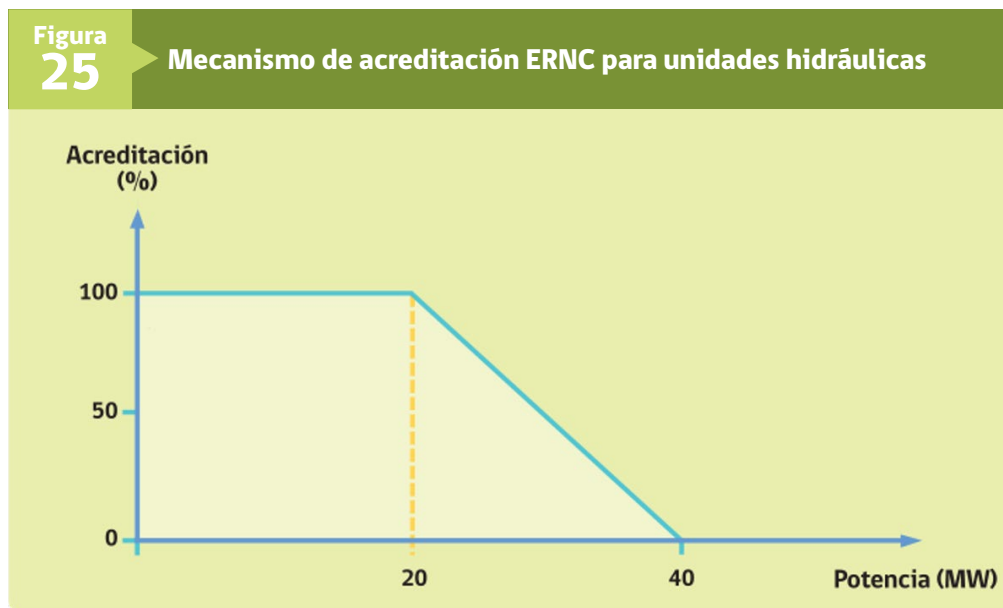
De esta forma para los contratos celebrados con posterioridad al 31 de agosto de 2007 y con anterioridad al 1 de julio de 2013 (Ley 20.257), la obligación fue de un 5% para los años entre 2010 y 2014, aumentándose 0,5% anual a partir del año 2015 hasta llegar al 10% el año 2024. Sin embargo, para los contratos celebrados con posterioridad al 1 de julio de 2013 (Ley 20.698), la obligación fue de 5% el año 2013, con incrementos del 1% a partir del año 2014 hasta llegar al 12% el año 2020, e incrementos del 1,5% a partir del año 2021 hasta llegar el año 2024, y un incremento del 2% al año 2025 para llegar a un 20%. Los requerimientos anteriores se presentan en la Tabla 6.

Tabla 06 Obligaciones anuales establecida en la Ley 20.257 y Ley 20.698		
Año	Ley 20.257	Ley 20.698
2010	5.0%	
2011	5.0%	
2012	5.0%	
2013	5.0%	5.0%
2014	5.0%	6.0%
2015	5.5%	7.0%
2016	6.0%	8.0%
2017	6.5%	9.0%
2018	7.0%	10.0%
2019	7.5%	11.0%
2020	8.0%	12.0%
2021	8.5%	13.5%
2022	9.0%	15.0%
2023	9.5%	16.5%
2024	10.0%	18.0%
2025	10.0%	20.0%

Fuente: Elaboración propia

Otras disposiciones importantes de estas leyes se presentan a continuación:

- ▶ La empresa eléctrica que no acredite el cumplimiento de la obligación al 1 de marzo siguiente al año calendario correspondiente, debe pagar un cargo, cuyo monto es de 0,4 UTM³⁴ por cada MWh de déficit respecto a su obligación. Si dentro de los tres años siguientes incurriese nuevamente en el incumplimiento de su obligación, el cargo es de 0,6 UTM por cada MWh de déficit.
- ▶ 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, lo 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 SEN 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, aun cuando los proyectos hidroeléctricos de potencia máxima igual o superior 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 Figura 25 resume el esquema aplicable a centrales hidroeléctricas en relación al reconocimiento de ERNC:



Fuente: Elaboración propia (Edición 2009 de este libro).

³⁴ Valor de la UTM en diciembre de 2020 es de \$ 51.029, equivalente a US\$ 71.7979 (considerando valor de cada dólar a \$711). Por lo que 0,4 UTM/MWh equivalen a US\$17,9 /MWh. El valor mensual de la UTM se encuentra disponible en línea en <http://www.sii.cl>

► 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.

Por último, es importante señalar que si la meta no llegase a cumplirse por falta de inversiones en proyectos renovables, el Ministerio de Energía debe realizar licitaciones públicas anuales para la provisión de bloques de energía renovable no convencional cubriendo la parte de la obligación faltante³⁵. Sin embargo, como se verá en la siguiente sección, dado la fuerte penetración renovable no convencional en Chile, es muy probable que no sea necesario realizar estas licitaciones.

4.5.1 Cumplimiento de la obligación ERNC

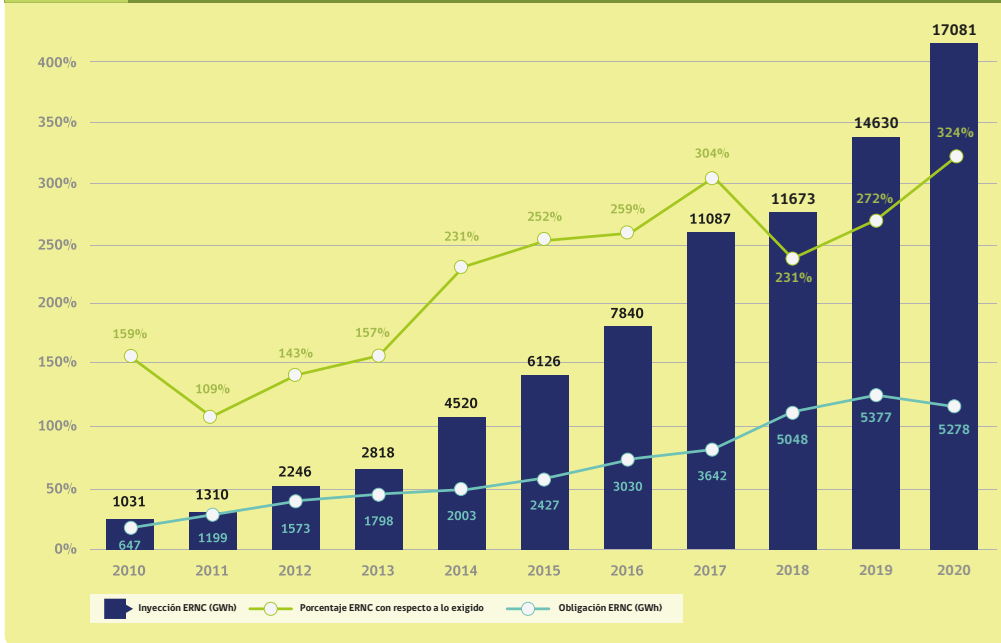
La generación renovable no convencional ha sobrepasado con creces la cuota impuesta por la regulación, tal como se observa en la Figura 26. Por ejemplo, la cuota ERNC para el año 2020 es de 8 % para los contratos de suministro celebrados entre 31 de agosto de 2007 y el 1 de julio de 2013, y de un 12% para los contratos firmados con posterioridad al 1 de julio de 2013. En diciembre de 2020, estas obligaciones se tradujeron en una meta de 5278 GWh de energía ERNC. Sin embargo, la inyección ERNC real y reconocida por ley fue mucho mayor, alcanzando 17081 GWh, es decir, 324% respecto de lo exigido³⁶. Este excedente respecto de la obligación ERNC se ha traducido en un desplome del precio del atributo ERNC, el que ya no constituye una fuente significativa de financiamiento de los proyectos. En la Figura 26 se presentan las obligaciones anuales ERNC y como estas se han sobrepasado sistemáticamente en todos los años.

³⁵ Artículo 150 de la LGSE incorporado con la Ley 20.698.

³⁶ La inyección ERNC mensual se encuentra en el informe estadístico mensual de la CNE que puede ser descargado de <http://energiaabierta.cl/reportes/>

Figura 26

Cumplimiento anual de las obligaciones ERNC



Fuente: Elaboración propia a partir de Anuario Estadístico de Energía y reportes mensuales. CNE.

4.6 Reconocimiento de potencia de suficiencia a centrales ERNC

La potencia de suficiencia de generadoras para fuentes no convencionales, como la geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas y centrales de cogeneración se determinará en base al tipo de insumo que se utilice. Conforme al Artículo 35 del D.S. N°62 para determinar la potencia inicial de las generadoras ERNC, el Coordinador utilizará la información estadística del insumo primario que aporte cada propietario, considerando el peor escenario de disponibilidad media anual, de dicho insumo, de los últimos cinco años. En el caso de centrales termosolares el insumo primario corresponderá al fluido almacenado para el proceso térmico.

La potencia inicial de centrales ERNC térmicas (biomasa, geotérmicas, termosolares y biogás) e hidroeléctricas será determinada conforme a los mismos procedimientos de las

centrales convencionales térmicas e hidroeléctricas respectivamente. Para todas las demás tecnologías de generación clasificadas ERNC, como las centrales eólicas y solares, la potencia inicial se determinará de acuerdo con el valor resultante de multiplicar su potencia máxima por el mínimo de los siguientes valores:

- 1.** Menor factor de planta anual de los últimos 5 años anteriores al año de cálculo.
- 2.** Promedio simple de los factores de planta registrados para cada uno de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema para el año de cálculo.

El Coordinador mediante un modelo probabilístico público y tecnológicamente neutro deberá calcular el aporte de cada central a la suficiencia del sistema, utilizando como criterios: la potencia inicial de la generadora, la estadística de estados operativos de la unidad (disponible, no disponible, deteriorado), periodo de mantenimiento y consumos propios. Tanto los consumos propios como el periodo de mantenimiento (mantenimientos mayores) serán representados mediante factores que reducen proporcionalmente el valor de la potencia inicial.

Como resultado del modelo probabilístico del Coordinador se obtendrá la potencia de suficiencia preliminar de la unidad, la cual deberá ser ajustada por la demanda de punta del sistema para asignar la potencia de suficiencia definitiva a la unidad correspondiente.

En resumen, el reconocimiento de la potencia de suficiencia variará principalmente de acuerdo al recurso de generación disponible, la disponibilidad de la unidad al momento de ser despachada, su potencia máxima y la oferta-demanda de suficiencia del sistema eléctrico. Este procedimiento se aborda con mayor detalle en el Anexo 3.

Con respecto al reconocimiento de potencia de suficiencia de los PMGD. La potencia inicial de los PMGD se determinará conforme a las mismas metodologías que se emplean en las centrales generadoras convencionales o no convencionales, dependiendo del insumo principal que utilicen.

4.7 Exigencias técnicas mínimas para proyectos ERNC contenidas en la NTSyCS

La normativa técnica aplicable a la conexión y operación del generador ERNC difiere según sea el sistema de conexión seleccionado, tal como se discute en la sección 5.2 del libro, donde se profundiza sobre los requisitos para un PMGD. Por su parte, en este capítulo, se presentan los artículos más relevantes de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS)³⁷ que hacen referencia a las exigencias técnicas de conexión y operación en los sistemas interconectados de proyectos ERNC. Se recalca que la NTSyCS define las exigencias técnicas aplicables a todas las unidades de generación cuyo nivel de conexión al sistema eléctrico sea superior a 23 kV³⁸, y que existen ciertas disposiciones que aplican de manera concreta a tecnologías ERNC, en especial a generación eólica y solar. Es más, se imponen exigencias para su participación en el control de frecuencia y en el control de tensión.

Las instalaciones y equipamiento de centrales de generadoras que operen interconectadas en el sistema eléctrico nacional deben cumplir con ciertas exigencias indicadas en la NTSyCS. La Tabla 7 resume aquellas disposiciones y el correspondiente articulado de la NTSyCS aplicables a proyectos ERNC.

³⁷ Norma técnica actualizada a diciembre de 2019.

³⁸ Si bien los PMGD son coordinados por el Coordinador, la NTSyCS les sería aplicable en lo relacionado a solicitudes de información. La coordinación de su operación se enfoca a la empresa de distribución respectiva según la Norma Técnica sobre Conexión y Operación de Pequeños Medios de Generación Distribuidos en Instalaciones de Media Tensión (NTCO).

Tabla 07

Exigencias técnicas aplicables a tecnologías ERNC según NTSyCS

Temática	Tecnología	Disposición	Artículo
Exigencias mínimas para diseño de instalaciones de generación (Título 3-3)	Máquina síncrona	El diseño de las unidades generadoras síncronas deberá considerar un factor de potencia inductivo nominal de 0,92	3-7
	Eólica / Fotovoltaica	En caso de caídas de tensión productos de fallas u otros eventos las unidades deberán ser diseñadas de modo de asegurar que, a lo menos, se mantengan conectadas al sistema cuando la tensión fase-tierra en el de conexión varíe entre 0,8 y 1	3-8
	Eólica / Fotovoltaica	El diseño de los parques debe asegurar que pueden operar entregando o absorbiendo reactivos para tensiones en el rango de estado normal. La norma define las zonas de operación para ambos tipos de parques.	3-9
	Eólica / Fotovoltaica*	Se indican los tiempos de operación en forma estable permitidos para variaciones de frecuencia, tras los cuales se permite la desconexión.	3-10 y 3-11
	Eólica / Fotovoltaica*	Se establece el requerimiento para unidades de generación y parques eólicos o fotovoltaico mayores a 50 MW de un sistema de control de potencia reactiva/ tensión.	3-13
	Eólica / Fotovoltaica*	Se indica el tipo de conexión de los enrollados de los transformadores en el lado de conexión a la red.	3-15
	Eólica / Fotovoltaica*	Se indican los requisitos mínimos que debe cumplir el controlador de frecuencia / potencia y la tasa de toma de carga máxima en el arranque y operación.	3-17
Estándares de calidad del suministro en instalaciones de generación y transmisión (Título 5 -12)	Eólica / Fotovoltaica*	Establece los límites para los índices de indisponibilidad programada y forzada de generación para cada tecnología e indica como calcularlos.	3-54
Estándares de calidad de producto eléctrico (Título 5-14)	Eólica / Fotovoltaica*	Establece los límites de contaminación a la red en cuanto a distorsiones de armónicas de tensión, armónicas de corrientes, fluctuaciones de tensión, y severidad del parpadeo.	3-70
Información técnica de instalaciones y equipamientos (Título 6-2)	Eólica / Fotovoltaica*	Indica para cada tecnología de generación la información que debe poner a disposición del Coordinador respecto a los datos técnicos, parámetros de operación y la información adicional solicitada en el Anexo Técnico.	6-13
Información técnica de instalaciones y equipamientos (Título 6-2)	Eólica / Fotovoltaica*	Indica para cada tecnología de generación la información que debe poner a disposición del Coordinador respecto a los datos técnicos, parámetros de operación y la información adicional solicitada en el Anexo Técnico.	6-15
Pronósticos (Título 7-3)	Eólica / Fotovoltaica	Indica la información que debe elaborar y poner a disposición del Coordinador y la periodicidad con la que se requiere (pronósticos de generación y rampas, predicción meteorológica).	7-13

* El artículo en mención también reglamenta para otras tecnologías.

Fuente: Elaboración propia a partir de la NTSyCS.

4.8 Plataformas de información y recursos disponibles

Antes de la instalación de un generador renovable en un determinado lugar se debe evaluar apropiadamente el recurso energético disponible. Para ello el Estado, en forma paralela al desarrollo de la regulación para estos proyectos, ha realizado un esfuerzo para levantar información pública y gratuita para disminuir las barreras de acceso a la misma. Asimismo, el Estado ha destinado grandes extensiones de terrenos fiscales para el desarrollo de proyectos de energías renovables. En el caso particular de la energía geotérmica, el Estado ha autorizado actividades de exploración o explotación de energía geotérmica en múltiples áreas del país.

4.8.1 Plataformas de información para evaluar recursos energéticos

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

En ese contexto, el Ministerio ha diseñado herramientas como los Exploradores de Energía, los cuales están destinados para evaluar el potencial energético de los recursos renovables en el país y también, mantiene campañas de medición para los recursos eólico y solar en el país. Además, ha implementado plataformas de información que permiten la evaluación indirecta de dichos recursos por medio de herramientas de modelación, bases de datos, información territorial y catastros actualizados de los recursos presentes en el país. Se puede acceder a todas estas plataformas a través del sitio web del Ministerio de Energía³⁹.

El detalle de las funcionalidades de estas plataformas de información se encuentra en el Anexo 5.

4.8.2 Licitaciones de terrenos fiscales

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

³⁹En el siguiente link: <http://exploradores.minenergia.cl/>

múltiples licitaciones de terrenos destinados a energías renovables no convencionales, tanto eólicos como solares y sistemas de almacenamiento, específicamente, hasta el año 2021 se han realizado 40 procesos licitatorios, teniendo 5259 MW en proyectos operativos y 2447 MW en proyectos en construcción.

El Ministerio de Bienes Nacionales ha priorizado el desarrollo de proyectos ERNC en propiedades fiscales, ubicadas principalmente en el Norte Grande del país. Es por ello que el procedimiento de licitación para la concesión de uso de un terreno fiscal puede ser iniciado por parte del Ministerio, pero también por petición de los interesados⁴⁰. Además, en octubre de 2020 los Ministerios de Energía, Bienes Nacionales y Corfo firmaron un convenio de colaboración para impulsar en terrenos fiscales proyectos de hidrógeno verde para promover el desarrollo de dicha industria.

4.8.3 Concesiones de exploración geotérmica

Una de las tareas del Ministerio de Energía es la administración de la Ley 19.657 del año 1999 sobre concesiones de energía geotérmica. Sus funciones son otorgar y denegar solicitudes de concesión geotérmica, realizar llamados a licitación, cuando así lo dicte la Ley y su Reglamento⁴¹; y resolver reclamaciones relacionadas con el sistema de concesiones, entre otras actividades que dicta la Ley. Asimismo, le corresponde el estudio, formulación y ejecución de políticas, instrumentos y propuestas de regulación aplicables a la energía geotérmica.

Una concesión geotérmica es aquel acto administrativo otorgado por el Estado en donde se autoriza a realizar actividades de exploración o explotación de energía geotérmica, en un área determinada. Se puede obtener concesiones de energía geotérmica a través de solicitudes presentadas directamente al Ministerio de Energía o a través de llamados a licitaciones públicas.

En la Figura 27 se presentan las concesiones de exploración y explotación de energía geotérmica vigente a diciembre del año 2020.

⁴⁰En el siguiente link: <http://exploradores.minenergia.cl/>

⁴¹El Decreto 1.939 de 1977 norma la adquisición, administración y disposición de bienes del Estado.

Figura 27

Concesiones de exploración y explotación de energía geotérmica

1. Concesiones de Exploración Vigentes

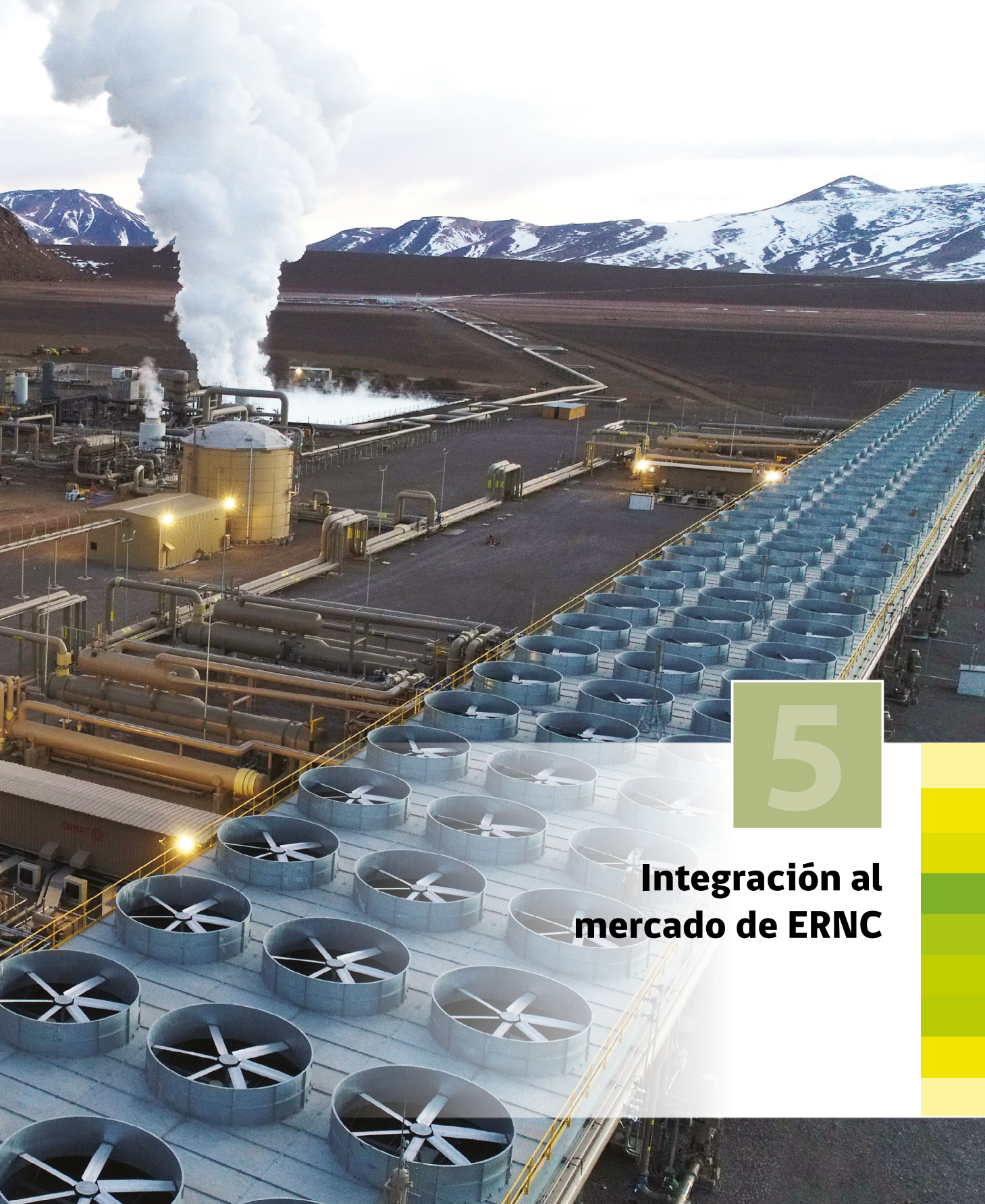
No se registran concesiones de exploración vigentes

2. Concesiones de Explotación Vigentes

Concesión	Titular	Región (es)	Provincia (s)	Comuna (s)	Superficie (ha)
Apacheta	Geotérmica del Norte S.A	Antofagasta	El Loa	Ollagüe	8.100
El Tatio	Geotérmica del Norte S.A	Antofagasta	El Loa	Calama	1.280
La Torta	Geotérmica del Norte S.A	Antofagasta	El Loa	Calama-San Pedro de Atacama	3.000
Laguna del Maule	Compañía de Energía Limitada Enerco	Del Maule	Talca-Linares	San Clemente-Colbún	4.000
Olca	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	Tarapacá-Antofagasta	Del Tamarugal-El Loa	Pica-Ollagüe	2.500
Pellado	Compañía de Energía SPA	Del Maule	Talca-Linares	San Clemente-Colbún	16.000
Peumayén	Transmark Chile SPA	Bío Bío-Araucanía	Bío Bío-Malleco	Quilaco-Curacautín	2.250
Tinguiririca	Energía Andina S.A	Del Libertador General Bernardo O'Higgins	Colchagua	San Fernando	6.175

Reporte Mensual ERNC. Enero 2021. CNE (Ministerio de Energía).

La integración de un proyecto ERNC a los sistemas eléctricos en Chile parte por la identificación del tipo de subsistema al que se pretende conectar, ya que la normativa técnica difiere dependiendo del sistema seleccionado.



5

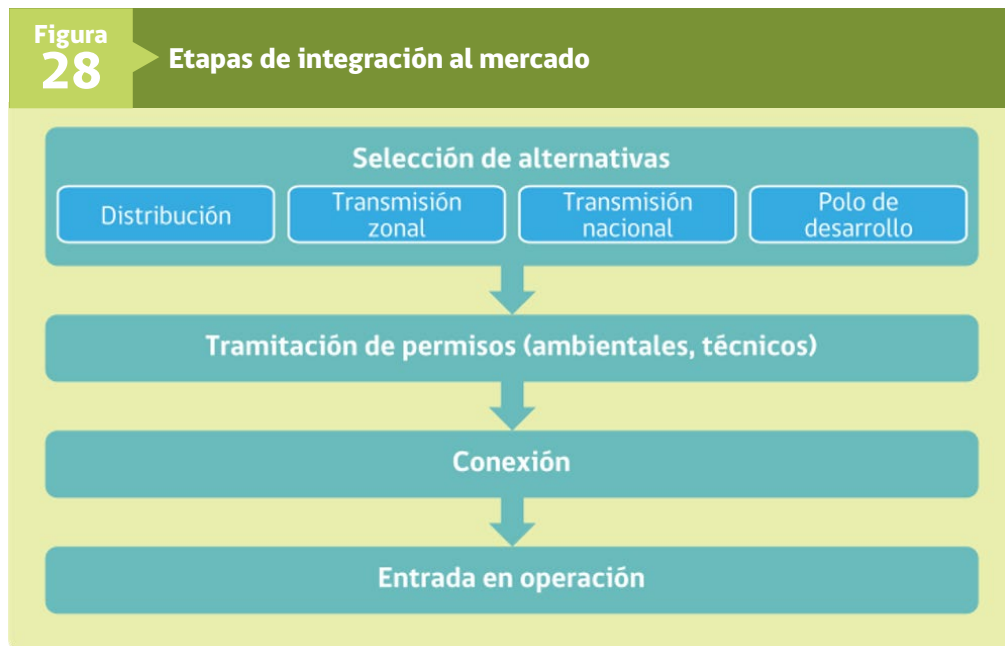
**Integración al
mercado de ERNC**



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 describen las diferentes alternativas de integración disponibles 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 también hacen referencia al nivel de tensión de la red (distribución en tensiones menores o iguales a 23 kV, transmisión zonal, o transmisión nacional, en tensiones superiores a 23 kV) o a un polo de desarrollo al cual se gestione la conexión de un proyecto ERNC. Una vez que se identifica el lugar de conexión del proyecto, se describen los procedimientos necesarios para permitir la operación del generador ERNC. Finalmente, se abordan en este capítulo los costos de conexión aplicables a los proyectos, que de igual manera a como ocurre con los procedimientos y la normativa técnica, dependen de la conexión.

La Figura 28 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.



Fuente: Elaboración propia a partir de Edición 2009 de este libro.

5.1 Alternativas de integración a un sistema eléctrico

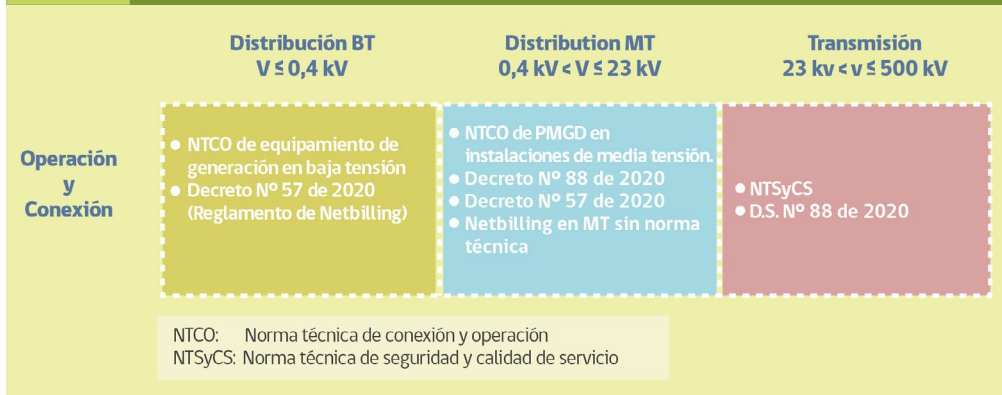
La integración a los sistemas eléctricos parte por la identificación del tipo de subsistema en el cual se pretende lograr la conexión del proyecto ERNC, pues la normativa técnica aplicable a la conexión y operación del generador ERNC difiere según sea el sistema de conexión seleccionado. La Figura 29 presenta la normativa aplicable al proyecto ERNC en función de su conexión a un sistema de distribución o transmisión.

Si el proyecto se acoge a la Ley de Facturación Neta (Netbilling) estará habilitado para conectarse a los sistemas de distribución de baja o media tensión. En el primer caso, la normativa aplicable es la Norma Técnica de Conexión y Operación de equipamiento de generación en baja tensión. Si el proyecto pretende conectarse a media tensión, no hay una norma específica y se debe guiar por los oficios e indicaciones de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). Es importante destacar que, en estos casos, los sistemas no deben constituirse como empresas con giro eléctrico para vender su energía a la red, ni son coordinados por el Coordinador.

Si el proyecto es un PMGD que pretende la conexión a un sistema de distribución en media tensión, la normativa aplicable son el reglamento para Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos y la respectiva Norma Técnica de Conexión y Operación en media tensión. En relación con los PMG y su conexión a sistemas de transmisión, se aplica el reglamento D.S. N°88 de 2020 y la normativa técnica es la que se encuentra en la NTSyCS, pese a que aplica el mismo reglamento que en el caso anterior, siendo las exigencias técnicas diferentes para cada caso. 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.

Figura 29

Normativa aplicable en función del sector de conexión



Fuente: Elaboración propia

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 anteriormente. De acuerdo con lo descrito más arriba, el procedimiento de conexión y el permiso para entrar en operación depende del sistema en el cual se conecte el generador ERNC.

5.2.1 Procedimiento de conexión de los proyectos acogidos a la Ley de Facturación Neta (Netbilling)

El procedimiento de conexión para un proyecto acogido a la Ley de Facturación Neta (Netbilling) consta de 6 etapas, las cuales se explican brevemente a continuación y con mayor detalle en el Anexo 4. Este procedimiento está elaborado para permitir un bajo costo para el usuario y ser expedito (puede demorar entre 4 a 6 meses):

Etapas 0: Etapa inicial opcional, corresponde a una solicitud de información a la distribuidora.

Etapas 1: Solicitud de Conexión a la Red (SCR): el usuario debe especificar las características principales de su sistema de generación (ubicación, capacidad instalada, etc.).

Etapas 2: Luego de recibir respuesta a la solicitud de conexión de la etapa anterior, el usuario debe realizar una manifestación de conformidad a la SEC.

Etapas 3: Corresponde al período de instalación e inscripción del equipamiento de generación en la SEC (Declaración TE4).

Etapas 4: Notificación de conexión y firma de contrato con la distribuidora.

Etapas 5: Se produce la conexión a la red de distribución de acuerdo con el protocolo de conexión.

Es importante señalar que todos los formularios y la plataforma de Tramitación de Conexión en Línea para efectuar cada una de las comunicaciones tanto con la distribuidora como con la SEC, se encuentran disponibles en la web de la SEC⁴², así como también los plazos máximos de respuesta de todas las partes.

5.2.2 Conexión a redes de distribución de PMGD

El procedimiento de conexión y puesta en servicio de un PMGD se encuentra en la página web de la SEC⁴³ y el Anexo 4 describe con mayor detalle cada una de las etapas de conexión de un PMGD. Es importante indicar que los PMGD pueden solicitar ser catalogados como de Impacto No Significativo (INS)⁴⁴ en cuyo caso el procedimiento de conexión es diferente. Las etapas para la conexión de un PMGD son las siguientes:

Etapas 0: Es opcional, corresponde a la solicitud de información y respuesta de la distribuidora.

Etapas 1: Envío de la Solicitud de Conexión a la Red (SCR).

Etapas 2: Declaración de admisibilidad.

Etapas 3: Respuesta a la Solicitud de Conexión a la Red (SCR).

Etapas 4: Conformidad con la respuesta a la SCR.

⁴² Los formularios y la plataforma para tramitación de conexión de proyectos Netbilling se pueden encontrar en la siguiente web: <https://www.sec.cl/formularios/>
<https://www.sec.cl/gda/tramitacion-de-conexion-en-linea/>

⁴³ Procedimiento conexión de PMGD: <https://www.sec.cl/pequenos-medios-de-generacion/>

⁴⁴ De acuerdo al artículo 86° del D.S. N°88, en caso de que la capacidad instalada del PMGD informada en la SCR sea menor o igual a la capacidad del empalme al cual se conecta y a la Capacidad Instalada para Conexión Expositiva, y la capacidad de inyección del mismo sea menor o igual a la Capacidad de Inyección para Conexión Expositiva, se considerará que el PMGD clasifica como de impacto no significativo, pudiendo conectarse mediante un Proceso de Conexión Expositiva

Etapas 5: Emisión del Informe de Criterios de Conexión (ICC).

Etapas 6: Declaración en construcción.

Etapas 7: Puesta en servicio y entrada en operación.

Es importante destacar que la norma técnica de conexión y operación de PMGD incorpora explícitamente la definición de "instalaciones compartidas", clarificando los derechos y condiciones para instalar PMGD en instalaciones que también tengan consumos. Es decir, para ciertos proyectos la norma no obliga a construir un nuevo empalme, sino que permite aprovechar el empalme existente.

Cada una de estas etapas tiene uno o más formularios pre-establecidos mediante los cuales se realizan las comunicaciones entre el cliente, la distribuidora y la Superintendencia. Asimismo, los plazos que tienen las partes para responder también se encuentran regulados.

5.2.3 Conexión al sistema de transmisión

De acuerdo a lo que establece la Ley, las instalaciones de los sistemas de transmisión nacional y de los sistemas de transmisión zonales 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.

Asimismo, los sistemas dedicados también están sometidos al régimen de acceso abierto, es decir, los propietarios no pueden negar el servicio a ningún interesado cuando exista capacidad técnica disponible de transmisión. El Coordinador determinará fundadamente la capacidad técnica disponible de los sistemas de transmisión dedicados.

De acuerdo con la reglamentación vigente, la interconexión de toda instalación deberá ser comunicada a la CNE, al Coordinador y a la Superintendencia con una anticipación mínima de 6 meses. La energización de toda instalación deberá ser comunicada a la SEC, por lo menos con quince días de anticipación.

Los requisitos de diseño e información a entregar por parte de los generadores se describen en detalle en la NTSyCS, los que son válidos para cualquier medio de generación que se integre a un sistema eléctrico.

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, respetando y cumpliendo 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

Tanto los PMGD como los proyectos acogidos a la Ley de Facturación Neta (Netbilling) deben pagar costos de conexión para acceder a las redes de distribución.

5.3.1.1 Costos de conexión de los PMGD a las redes de distribución

El texto que regula esta materia en lo referente a los PMGD, es el DFL N° 4 de 2007 en su artículo 149o, señala en su sexto inciso que todas las obras adicionales que sean necesarias para permitir la inyección de potencia a las redes de distribución son de cargo de los propietarios de los medios de generación. Específicamente, el mencionado artículo indica lo siguiente:

"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".

De acuerdo con el D.S. N°88/2019, las obras adicionales, adecuaciones o ajustes que sean necesarias para permitir la inyección de los excedentes de potencia de los PMGD deberán ser ejecutadas por las distribuidoras correspondientes. Los costos de dichas obras deberán quedar consignados en un informe de costos de conexión y serán de cargo del propietario de un PMGD. La CNE por resolución definirá los costos unitarios de los diversos componentes que conforman las obras de esa naturaleza, así como sus condiciones de aplicación. Previo a esto, la deberá emitir un informe técnico con los cálculos para la definición de dichos costos.

5.3.1.2 Costos de conexión de los proyectos acogidos a Ley de Facturación Neta (Netbilling) a las redes de distribución

Los costos de conexión de los proyectos acogidos a la Ley de Facturación Neta son solventados por los propietarios de los sistemas de generación. Sin embargo, estos costos debieran, en general, ser bastante menores a los costos de conexión de un PMGD.

En el caso de requerirse obras adicionales para la conexión, la empresa distribuidora deberá señalar mediante estudios eléctricos aquellas obras adicionales y/o adecuaciones necesarias técnicamente para una correcta conexión del equipamiento de generación a la red de distribución. La CNE emitirá un informe técnico con los cálculos de costos unitarios de los diversos componentes que conforman estas obras, y serán definidos por resolución. La valorización de las obras debe calcularse considerando los requerimientos necesarios para mantener los estándares de seguridad y calidad de suministro en la norma vigente. Dicho cálculo deberá considerar los valores de cada uno de los componentes de las obras adicionales y/o adecuaciones, los costos de montaje asociados, y los recargos establecidos en el procedimiento de determinación del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones de distribución fijado por la Superintendencia.

Asimismo, de requerir la conexión de adecuación del empalme, los costos asociados a su ampliación y recambio serán de cargo del propietario del equipamiento de generación.

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 transmisión⁴⁵. Sin embargo, las instalaciones de transmisión necesarias para conectar el proyecto de generación al sistema son de responsabilidad y costo de los mismos propietarios de los proyectos de generación. Además, cabe mencionar que el Coordinador define 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, las que en caso que estén contempladas como obras necesarias de expansión, serán financiadas por todos los usuarios (véase Sección 2.4.2.2 para revisar los principios de remuneración de la red de transmisión). En el caso de los sistemas de transmisión dedicados, sus ampliaciones son objeto de negociación entre el propietario y el usuario.

■ ⁴⁵Mayor información sobre el pago por uso de las redes en la Sección 6.3.



6

Operación comercial en el mercado



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 descrita en la Sección 3. Basado en esta descripción general, a continuación se entrega con 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 NTSyCS define los requerimientos de operación y medición de las unidades generadoras. En los niveles de media tensión, la NTCO de PMGD se enfoca en los aspectos operativos y de coordinación de los PMGD.

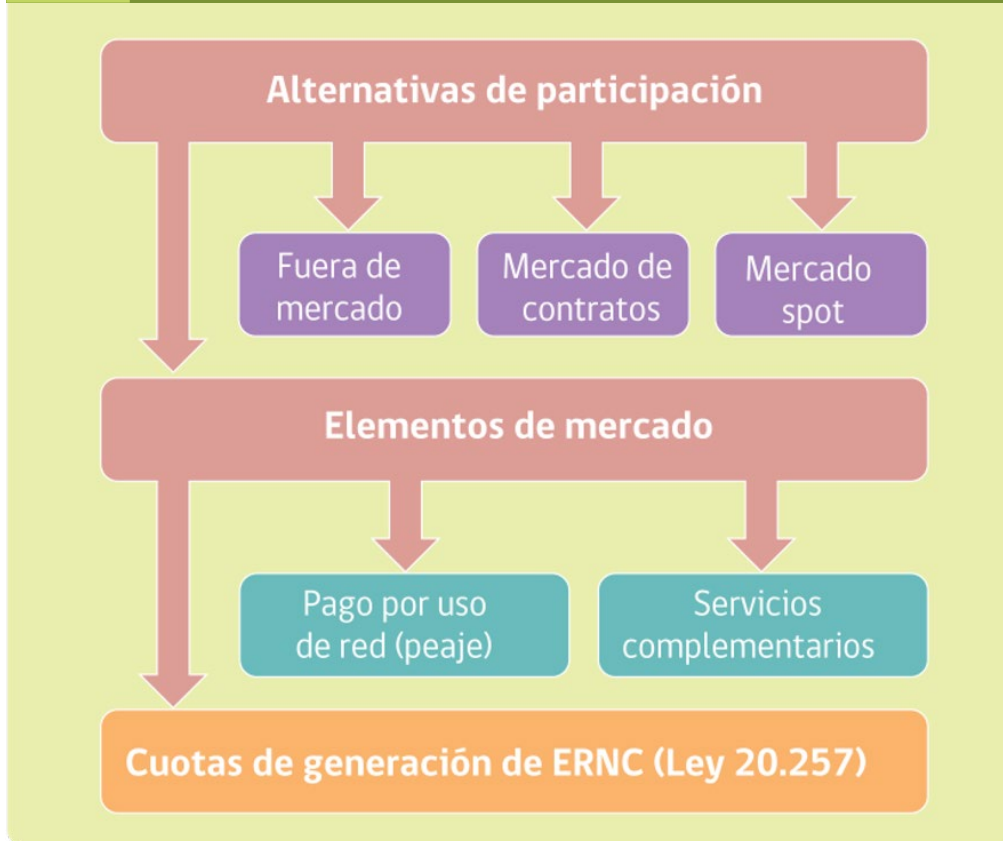
La Figura 30 muestra un diagrama esquemático relacionado con los elementos que se consideran en la operación en el mercado. En primer lugar, se presentan las diferentes alternativas de participación entre las que sobresalen las tres básicas: “fuera de mercado”, mercado spot y mercado de contratos. Existen otras alternativas que se constituyen, en grandes rasgos, en una combinación de las alternativas previamente citadas. En cuanto a la alternativa “fuera de mercado”, ésta hace referencia a la negociación directa (y privada) entre un pequeño generador ERNC y la empresa de distribución, sin formar parte en forma directa de un mercado más formal, como el mercado spot o el de contratos.

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 y Ley 20.698).

Figura 30

Elementos constitutivos de la operación en el mercado



Elaboración Propia (Edición 2009 de este libro).

6.1 Descripción general de alternativas de comercialización

La Figura 31 muestra en términos generales las diferentes alternativas de interacción comercial que posee un proyecto 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.

Figura
31

Alternativas de interacción comercial de un proyecto ERNC



Elaboración Propia (Edición 2009 de este libro).

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

- ▶ Venta de energía y potencia, a través del Coordinador, 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 Coordinador, en el mercado spot a precio estabilizado de la energía y precio nudo de la potencia a otras empresas de generación. Este mecanismo solo aplica para medios de generación de pequeña escala de acuerdo con el D.S. N°88.
- ▶ Venta de energía y potencia a una empresa distribuidora, a través de una licitación regulada, donde el precio de energía corresponde al estipulado en la oferta en caso de ser adjudicada 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.

Todas las alternativas de comercialización anteriores corresponden al mercado mayorista de energía, sin embargo, cabe destacar que existen otros modelos de negocio para proyectos de autoconsumo acogidos a Ley de Facturación Neta (Netbilling). Para este tipo de proyectos el modelo que se vislumbra con un gran potencial de desarrollo es el modelo ESCO o Energy Service Company. Bajo este modelo, la ESCO realiza las inversiones y las recupera con una fracción de los ahorros económicos que produce al usuario. Es decir, la ESCO ofrece el servicio de instalación y operación del equipo, el cual mantiene por algunos años como propiedad hasta que se paga la totalidad del servicio y pasa a ser de la propiedad del usuario. Cabe destacar que la ESCO puede ofrecer su servicio en zonas de concesión a los consumidores, puesto que ello ocurre en propiedades privadas. Este y otros modelos de negocios para proyectos de generación distribuida se explican con mayor detalle en el Anexo 4.

A continuación, se describen distintas alternativas de modelos de negocio en el mercado eléctrico mayorista:

6.1.1 Comercialización de energía en el mercado spot

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 las siguientes:

- ▶ En este mercado cada generador vende o compra energía dependiendo del despacho de sus unidades generadoras y de los contratos (de suministro).
- ▶ Los generadores venden toda su energía producida en el mercado spot en la barra o nodo de inyección.
- ▶ Los generadores compran energía en el mercado spot para abastecer sus contratos en la barra o nodo de suministro.
- ▶ 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 asociada a los desplazamientos de la oferta y la demanda de corto plazo.
- ▶ Las transacciones del mercado spot son calculadas mensualmente por el Coordinador, 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 es la energía, la que está asociada a los costos variables de producción y es cargado por unidad de consumo. La otra parte es la capacidad o potencia, la cual es un cargo por la disponibilidad para dar el servicio y es posible mediante la instalación de capacidad, es decir, corresponde a un cargo de desarrollo de infraestructura. De esta manera, el cargo por capacidad incluye los costos de proveer esta infraestructura, lo que corresponde a los costos fijos de capital y es asignado entre los consumidores que demandan en las condiciones de punta del sistema.

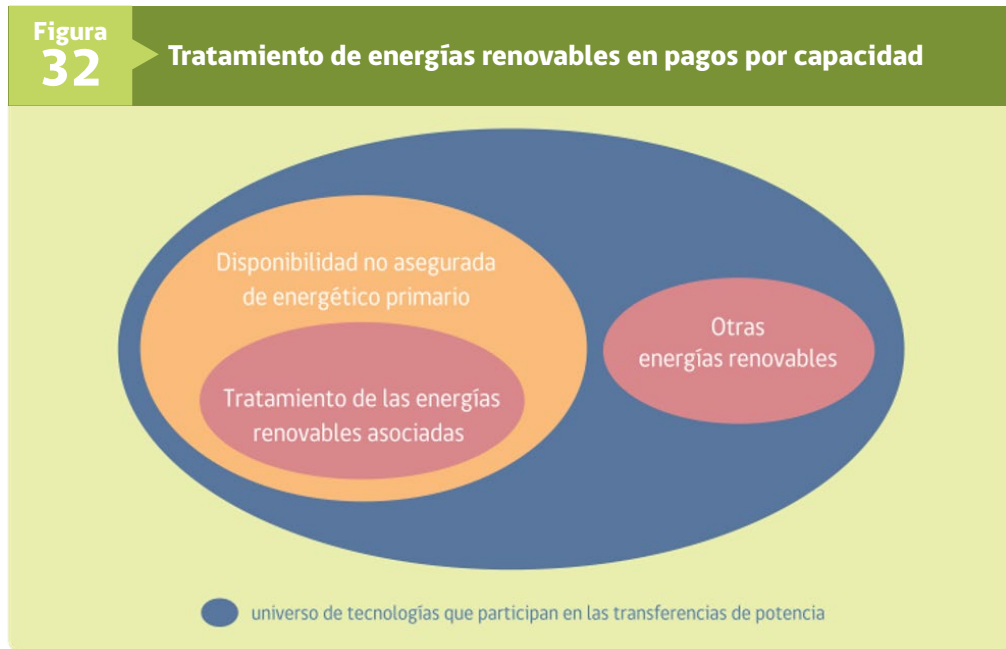
Con respecto al mercado spot, las características son las siguientes:

- ▶ Los generadores venden su potencia reconocida en el mercado spot en la barra o nodo de inyección.
- ▶ Los generadores compran potencia en el mercado spot para abastecer sus contratos en la barra o nodo de suministro.
- ▶ Solamente los generadores participan en este mercado.
- ▶ 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.

El tratamiento de las energías renovables no está descontextualizado del esquema general con que el sistema en Chile aborda los pagos por potencia o capacidad, con los requerimientos de suficiencia y seguridad asociados. La Figura 32 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 que si garanticen una disponibilidad alta de su capacidad, como la biomasa o la geotermia.

El D.S. N°62 de 2006 reglamenta las transferencias de potencia entre las empresas generadoras. En el Anexo 3 se describe la metodología para el cálculo de la Potencia de Suficiencia reconocida para cada tipo de central.



Elaboración Propia (Edición 2009 de este libro).

6.1.3 Mercado de contratos

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 y Ley 20.698 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 Coordinador 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 para toda la red de transmisión nacional y zonal. 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. N°88. En este caso, el D.S. N°88 plantea que las inyecciones de un PMGD se “refieren” a la subestación primaria más cercana del punto de conexión, es decir, se multiplican por un factor, para reflejar que se está ubicado más allá del sistema de transmisión nacional o zonal.

Es importante mencionar que aquellos medios de generación con potencia inferior a 9 MW (PMGD) pueden optar por un régimen de precio estabilizado. Esto hace referencia a que en vez de cuantificar sus inyecciones a costo marginal, el Coordinador las valora a un precio que presenta menor variación, en este caso el precio estabilizado corresponde al precio de nudo de las inyecciones de la energía en los distintos intervalos temporales (6 bloques) que representa la proyección de los costos marginales en un horizonte de 4 años, ajustado por una banda entorno al precio medio de mercado (según contratos informados por las empresas generadores a la CNE). 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 Coordinador con una antelación de al menos 6 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 nacional. Si el generador ERNC se encuentra en redes de transmisión zonal o distribución, la determinación del precio de nudo aplicable se realiza mediante la aplicación de factores multiplicadores al precio de nudo de la barra del sistema nacional 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 2.

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 Coordinador 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 este. También se realiza un balance de potencia mensual, en el cual se descuenta la potencia que consume el cliente libre por el precio nudo, y al igual que la energía, esto genera transferencias en el mercado spot.

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 necesarios para el suministro de sus clientes regulados. Los generadores, a su vez, presentan ofertas por los diferentes bloques y finalmente, se asignan a la mejor oferta. El proceso de licitación es dirigido y llevado a cabo por la CNE, centralizando las necesidades de las diversas distribuidoras.

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 puede establecer 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

Tal como se describió en la sección 2.4.2.2, la remuneración de la transmisión es un aspecto que fue recientemente modificado por la Ley 20.936 de 2016. El principio de esta modificación legal se basó en la necesidad de pasar de un sistema de remuneración basado en la asignación de costos y complejo de calcular, a un sistema más simple y transparente de estampillado a la demanda. Debido al gran cambio que esto significa para el mercado y los agentes, se estableció un régimen de transición que se detalla a continuación y que pretende realizar una transición más suave y armónica, a la vez que evitar dobles pagos por parte de los consumidores.

6.3.1 Pago de peajes por uso del sistema de transmisión nacional (anteriormente troncal)

Hasta diciembre de 2018, el régimen de pago de la transmisión nacional mantuvo los principios del sistema antiguo. Es decir, bajo los siguientes criterios:

- ▶ El peaje del sistema de transmisión considera los siguientes dos componentes: pago por uso de las instalaciones correspondientes al área de influencia común y por las instalaciones fuera de esta.
- ▶ En 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 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.

Durante el período que medie entre el 1 de enero de 2019 y el 31 de diciembre de 2034, el sistema de pagos por uso del sistema de transmisión nacional por parte de las empresas generadoras diferenciará entre las inyecciones y retiros según la fecha del contrato asociado. Para las inyecciones y retiros asociados a contratos de suministro celebrados con anterioridad a la entrada en vigencia de la Ley 20.936 (julio de 2016), se le aplicará los mismos principios del sistema antiguo pero con algunas adecuaciones. Una de las adecuaciones más relevantes corresponde a un ajuste del peaje a pagar por las inyecciones para cada año, que provocará una disminución progresiva del pago hasta eliminarlo completamente el año 2034, según se indica en la Figura 33. La diferencia será absorbida por los clientes finales a través de un cargo único. Asimismo, para el cálculo de peajes durante este período no se considerarán las instalaciones del sistema nacional cuya fecha de entrada en operación sea posterior al 31 de diciembre de 2018, ni tampoco las instalaciones asociadas a la interconexión SIC - SING. Ambas serán íntegramente pagadas por los clientes finales a través de un cargo único. El detalle de otras adecuaciones para el pago de peajes de inyecciones asociadas a contratos anteriores a período de transición se encuentra en el Artículo transitorio vigesimoquinto de la Ley 20.936.

Figura 33

Factor de ajuste que reduce los pagos de peajes de inyección progresivamente a partir de 2019 para contratos de suministro firmados antes de la entrada en vigencia de la Ley 20.936.



Fuente: Elaboración Propia

Las inyecciones asociadas a contratos de suministro posteriores a la entrada en vigencia de la Ley no estarán afectas al pago de peajes por uso de la transmisión nacional a partir del 1 de enero de 2019.

6.3.2 Pago de peajes por uso del sistema zonal (anteriormente subtransmisión)

Con la modificación de la LSGE del año 2016, el uso de los sistemas de transmisión zonal es cargado en un 100% a los clientes finales y por tanto los generadores son liberados de este pago⁴⁶.

⁴⁶Artículo transitorio undécimo, Ley 20.936 de 2016.

6.3.3 Pago de peajes por uso de los polos de desarrollo

La Ley 20.936 de 2016 establece que la capacidad no utilizada de los sistemas de transmisión para polos de desarrollo será remunerada por el cargo único, y el valor anual no cubierto por este cargo, es decir, la capacidad utilizada del polo de desarrollo será remunerada por los generadores que inyectaron en este sistema⁴⁷.

El cargo único se determina con la capacidad instalada de generación y de transmisión, y se calculará hasta por siete periodos tarifarios, a partir de entonces se calculará la capacidad de generación existente⁴⁸.

6.3.4 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 D.S. N°99/2005, en el que se establecen las fórmulas para determinar su monto⁴⁹.

Es importante señalar que los proyectos de generación distribuida de hasta 300 kW (Ley 21.118), no pagan peajes de distribución.

6.4 Exención de peajes

Existe una exención de peajes por uso del sistema de transmisión nacional para los medios de generación no convencionales de hasta 20 MW. La exención de peajes por uso del sistema de transmisión nacional 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 nacional (ver Figura 23).

⁴⁷ Artículo 114°, Ley 20.936 de 2016.

⁴⁸ Artículo 116°, Ley 20.936 de 2016.

⁴⁹ Disponible en la página web de la CNE: www.cne.cl

Además de la exención de peajes anterior orientada a generación no convencional, para el período comprendido entre el 1 de enero de 2019 y el 31 de diciembre de 2034, los propietarios de las centrales generadoras de cualquier tipo podrán sujetarse a un mecanismo de eliminación del pago peaje de inyección. Para ello, las empresas generadoras, distribuidoras y clientes libres que tengan contratos vigentes de suministro al momento de la publicación de la Ley 20.936 de 2016 pueden optar a modificar estos contratos y acceder a la rebaja del pago de transmisión, si es que descuentan del precio del suministro de energía el monto por uso de transmisión nacional. El descuento del precio de suministro de energía que debe hacer la generadora es determinado por la Comisión Nacional de Energía y el pago de peaje de transmisión eliminado es absorbido por todos los consumidores finales⁵⁰.

6.5 Servicios complementarios y ERNC

Como se describe en la sección 3.5.2., en el nuevo reglamento de servicios complementarios (D.S. N°113 de 2019) se especifica la remuneración de dichos servicios, los cuales serán adjudicados en subastas, licitaciones o serán prestados y/o instalados directamente.

La remuneración deberá considerar las componentes asociadas a la inversión, operación y/o mantenimiento de las instalaciones para la prestación de dichos servicios o, alternativamente, componentes asociados a la disponibilidad y/o activación de los mismos. En el caso de servicios de control de frecuencia que no sean prestados por producto de una licitación, la remuneración deberá contemplar la disponibilidad del recurso técnico y/o la activación de dicho servicio. La prestación del servicio que involucre la inyección de energía al sistema eléctrico, la remuneración por activación corresponderá a la energía inyectada valorizada al costo marginal.

Cabe destacar que NTSyCS impone exigencias para las tecnologías solar y eólica en cuanto a su participación en el control de frecuencia y en el control de tensión. Por lo que estas tecnologías están participando cada vez más en los servicios complementarios.

⁵⁰ Artículo transitorio vigesimoquinto Letra E, Ley 20.936 de 2016

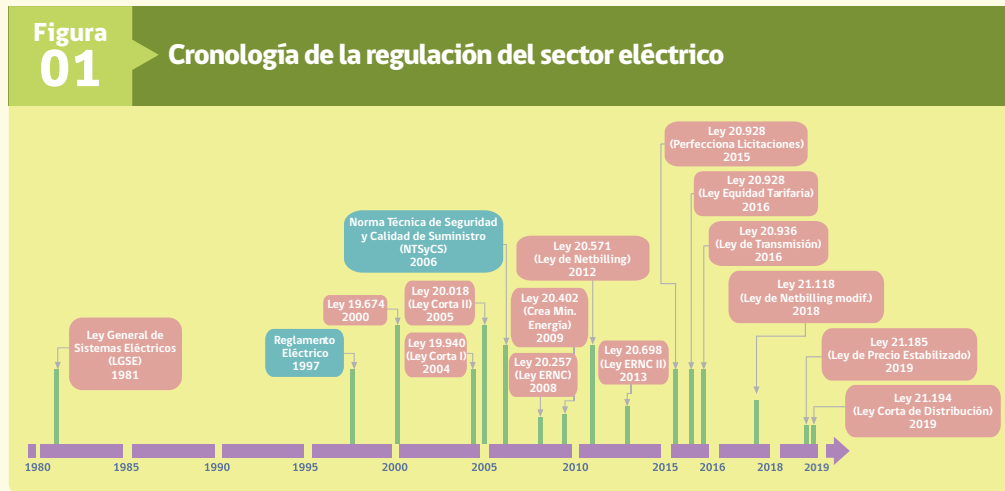
7

Anexos



Anexo 1: 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 1 se muestra en mayor detalle la evolución del marco legal chileno, con los principales cambios legales que ha sufrido el sector.



Fuente: Elaboración Propia

1.1 Leyes

1.1.1 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 No4, 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 No 1 de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), en materia de energía eléctrica. El DFL No 1 fue modificado en el año 2004 y posteriormente en el año 2005 con la promulgación de las Leyes 19.940 y 20.018, denominadas Ley Corta I y Ley Corta II respectivamente. Luego, se han sucedido múltiples cambios a la Ley siendo el de mayor relevancia en el año 2016 con la Ley 20.936. La Tabla 1 enumera y describe de forma general cada una de las modificaciones. Luego, en la siguiente sección se describen con algo más de detalle cada una de ellas.

Tabla 01

Leyes que han modificado el DFL N°4 (LGSE)

Ley	Descripción
Ley 19.940 de 2004	Ley Corta I: modifica el sistema de pago de remuneración de la transmisión, modifica la banda de los precios de nudo haciéndolo más estable, amplía el mercado no regulado, introduce los servicios complementarios, crea el Panel de Expertos.
Ley 20.018 de 2005	Ley Corta II: 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. Crea los sistemas de licitaciones para contratos de energía regulada.
Ley 20.220 de 2007	Ley administración provisional: modifica la LGSE respecto del resguardo de la seguridad de suministro.
Ley 20.257 de 2008	Ley ERNC I: Establece obligación de cuotas anuales de generación ERNC con aumentos progresivos hasta llegar a un 10% el año 2025.
Ley 20.402 de 2009	Crea el Ministerio de Energía.
Ley 20.571 de 2012/ Ley 21.118 de 2018	Ley de Facturación Neta (Netbilling): habilita la generación distribuida (residencial, en locales comerciales, pequeñas industrias, agrícolas, etc.) de hasta 300 kW, pues permite a estos generadores además de autoabastecerse inyectar sus excedentes a la red y recibir una compensación por ellos. Esta ley fue modificada en el 2018.
Ley 20.701 de 2013	Agiliza el otorgamiento de Concesiones Eléctricas: reduce los tiempos de tramitación de las concesiones eléctricas estableciendo un nuevo procedimiento de otorgamiento de servidumbres, simplificando requisitos, reduciendo los tiempos de reclamación y oposición.
Ley 20.698 de 2013	Ley ERNC II: establece nuevas obligaciones de cuotas anuales de generación ERNC con aumentos progresivos hasta llegar a un 20% el año 2025.
Ley 20.720 de 2013	Ley de quiebras: modifica en relación el procedimiento concursal de liquidación de una empresa generadora, transmisora o distribuidora.
Ley 20.726 de 2014	Ley de interconexión de sistemas eléctricos: habilita a la Comisión Nacional de Energía para que pueda incorporar en el plan de expansión de la red la interconexión de los sistemas interconectados como una nueva obra de transmisión.
Ley 20.805 de 2015	Perfecciona el sistema de licitaciones reguladas: establece una serie de modificaciones y mejoras al sistema de licitaciones reguladas para hacerlas más competitivas (ampliando plazos, permite precios máximos diferenciados, etc.)
Ley 20.897 de 2016	Franquicia tributaria solares térmicos y alzamiento de suspensión de obras: permite que los proyectos ERNC puedan alzar la medida precautoria de suspensión de obras que originalmente sólo podían realizar los concesionarios eléctricos.
Ley 20.928 de 2016	Ley de equidad tarifaria: ecualiza las tarifas residenciales entre empresas de distribución impidiendo diferencias para un consumo tipo de más de un 10%.
Ley 20.936 de 2016	Ley de Transmisión y Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional: reforma significativa al mercado eléctrico en Chile. Esta Ley introduce cambios muy profundos a la remuneración y planificación de la red de transmisión y además crea un nuevo organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional reemplazando a los antiguos Centros de Despacho Económico de Carga (CDECS).
Ley 21.185 de 2019	Ley de Precio Estabilizado a Cliente Regulado: crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas.
Ley 21.194 de 2019	Ley que rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica.

El DFL No4 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.

1.1.2 Ley 19.940 de 2004 (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 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 PN respecto a lo observado en el segmento de los contratos con clientes libres. Anteriormente se admitía que el PN se ubicará en torno al 10% del precio libre, quedando la banda modificada por la nueva Ley en torno al 5%.
- ▶ Se amplía el mercado no regulado rebajando el límite de caracterización de clientes libres desde 2000 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 los servicios.
- ▶ Se reformó el mecanismo de cálculo de tarifas en sistemas de tamaño mediano (entre 1500 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.

1.1.3 Ley 20.018 de 2005 (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.

1.1.4 Ley 20.220 de 2007 Para Resguardar la Seguridad del Suministro a los Clientes Regulados y la Suficiencia de los Sistemas Eléctricos (Ley de Administración Provisional)

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. De esta forma, protege a los consumidores regulados ante la falta de viabilidad económica de las empresas eléctricas, ordenando la etapa de transición de una empresa de quiebra, mediante la administración provisional de los activos que deberán mantenerse disponibles para limitar los efectos de la insolvencia de la empresa sobre la población.

1.1.5 Ley 20.257 de 2008 (Ley ERNC I)

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 ERNC. Establece cuotas anuales de generación ERNC con aumentos progresivos hasta llegar a un 10% el año 2024.

1.1.6 Ley 20.402 de 2009 (Crea el Ministerio de Energía)

La Ley 20.402 que fue promulgada el 25 de noviembre de 2009 crea la principal entidad política que representa al Estado de Chile en el sector energía. De esta forma, todas las competencias en materias de formulación de políticas, normas legales y reglamentarias, planes y programas son encomendadas al Ministerio que pasa tener a su cargo la rectoría del sector energía en el país. Las funciones relativas a regulación técnica - económica del sector se mantienen en la competencia de la Comisión Nacional de Energía.

1.1.7 Ley 20.571 de 2012 y Ley 21.118 de 2018 (Ley de Facturación Neta)

La ley 20.571 promulgada el 20 de febrero de 2012, pero con entrada en vigencia en septiembre de 2014 y que recientemente fue modificada el 2018 con la Ley 21.118 permitió a los generadores de muy baja escala (menores a 300 kW) inyectar energía a la red de distribución, valorizando dichas inyecciones, regulando la compensación económica por estas y facilitando su conexión. Con ello, se habilita la generación residencial, en locales comerciales y en pequeñas industrias, pues permite a estos generadores además de autoabastecerse vender sus excedentes a la red.

1.1.8 Ley 20.701 de 2013 (Agiliza el otorgamiento de Concesiones Eléctricas)

Promulgada el 10 de septiembre de 2013, la Ley 20.701 redujo los tiempos de tramitación de las concesiones eléctricas estableciendo un nuevo procedimiento de otorgamiento de servidumbres, simplificando requisitos, reduciendo los tiempos de reclamación y oposición y mejorando el proceso de notificaciones. Además introduce la posibilidad de dividir la concesión, modifica el procedimiento de tasación de los inmuebles y establece un procedimiento arbitral para solucionar conflictos. Asimismo, esta Ley permitió el alzamiento

de la medida precautoria de suspensión de obras ante denuncias sobre obras nuevas de los concesionarios eléctricos.

1.1.9 Ley 20.698 de 2013 (Ley ERNC II)

La Ley 20.698 fue promulgada el 14 de octubre de 2013, modifica la LGSE respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de ERNC. Establece nuevas cuotas anuales de generación ERNC con aumentos progresivos hasta llegar a un 20% el año 2025.

1.1.10 Ley 20.720 de 2013 (Ley de quiebras)

La Ley 20.720, promulgada el 30 de diciembre de 2013, es una Ley general de insolvencia y reemprendimiento que establece límites de tiempo a los procedimientos, promueve juzgados especializados, crea procedimientos efectivos de reorganización, mejora la transparencia, entre otros. En cuanto a Ley eléctrica, la modifica en relación el procedimiento concursal de liquidación de una empresa generadora, transmisora o distribuidora.

1.1.11 Ley 20.726 de 2014 (Interconexión de sistemas eléctricos)

La Ley 20.726, promulgada el 30 de enero de 2014, habilitó a la Comisión Nacional de Energía para poder incorporar en el plan de expansión de la red la interconexión como una obra nacional. De esta forma, el Estado pudo impulsar la interconexión de los sistemas SIC y SING que se materializó en noviembre de 2017.

1.1.12 Ley 20.805 de 2015 (Perfecciona el sistema de licitaciones reguladas)

La Ley 20.805 fue promulgada el 22 de enero de 2015 y estableció una serie de modificaciones al sistema de licitaciones reguladas para hacerlas más competitivas. Entre los cambios se encuentran los siguientes: incorpora mayor plazo a licitaciones de largo plazo acorde a los tiempos requeridos de nuevos oferentes aumentando el plazo máximo de contratos a 20 años (antes eran 15 años), permiten licitaciones de corto plazo para satisfacer necesidades inmediatas que no hayan sido previstas en las proyecciones de demanda, establece precios máximos diferenciados por plazos. Con esta Ley, la autoridad regulatoria (en este caso la CNE) pasa a tener un rol más protagónico en el proceso y con ello se facilita la coordinación de procesos y estandarización de contratos. Además, la proyección de demanda pasa a realizarla

la misma autoridad, en vez de las distribuidoras, eliminando algunos potenciales sesgos de estimación.

1.1.13 Ley 20.897 de 2016 (Franquicia tributaria respecto de sistemas solares térmicos y beneficio de alzamiento de suspensión de obras para proyectos ERNC)

Ley promulgada el 1 de febrero de 2016 cuyo principal fin es entregar un beneficio tributario a las empresas constructoras que consiste en que pueden descontar el pago de IVA del monto gastado en los paneles, también modificó la Ley eléctrica, permitiendo que los proyectos ERNC puedan alzar la medida precautoria de suspensión de obras que originalmente sólo podían realizar los concesionarios eléctricos. Así, se evita el entorpecimiento de las obras, principalmente por concesionarios mineros.

1.1.14 Ley 20.928 de 2016 (Ley de Equidad Tarifaria)

Ley promulgada en junio de 2016 que busca eliminar las grandes diferencias en los precios de distribución de energía a lo largo de Chile. Una de las modificaciones que incorpora esta Ley es que equaliza las tarifas residenciales entre empresas de distribución impidiendo diferencias para un consumo tipo de mas de un 10%. La absorción de las diferencias las financian los usuarios residenciales con consumos promedio mayores a 200 kWh/mes. Adicionalmente, otras de las modificaciones que incorpora esta nueva Ley es un descuento en el precio de energía eléctrica que las distribuidoras traspasan a sus clientes en las comunas intensivas en generación. El descuento aplicado será determinado en función de un factor de intensidad de acuerdo a los kW de generación por cada cliente regulado.

Asimismo en aquellas comunas en que se emplacen centrales cuya energía eléctrica generada, en su conjunto, sea mayor al 5% de la energía eléctrica generada por todas las centrales interconectadas, se aplica un descuento adicional.

1.1.15 Ley 21.185 de 2019 (Ley de Precio Estabilizado a Cliente Regulado)

Ley promulgada en octubre de 2019, creó un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes regulados fijando un Precio Estabilizado a Cliente Regulado (PEC) hasta diciembre de 2027, considerando como base los precios fijados por el

Decreto 20T/2019. De esta forma, durante la vigencia del mecanismo, no se recalcularán los descuentos por el mecanismo de reconocimiento de generación local de la Ley de Equidad Tarifaria.

1.1.16 Ley 21.194 de 2019 (Ley Corta de Distribución Eléctrica)

Ley promulgada en octubre de 2019 rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica. La Ley fija una nueva tasa de actualización, representativa de los riesgos actuales que enfrentan las empresas que prestan el servicio de distribución eléctrica, a fin de determinar adecuadamente los costos eficientes de prestar el servicio de distribución, evitando asimetrías de información y permitiendo la participación de los agentes interesados de forma transparente y contestable, basado en argumentos técnicos, jurídicos y económicos.

El principal cambio de la normativa consiste en pasar desde el actual 10% antes de impuestos de la rentabilidad, a una tasa de mercado calculada por la autoridad con un piso de 6% y un techo de 8% después de impuestos. Exige publicar parte del procedimiento que tenía actualmente la ley, y hace modificaciones sustanciales a los procedimientos que actualmente realiza la CNE.

1.1.17 Ley 20.936 de 2016 (Ley de Transmisión y Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional)

Esta Ley, promulgada el 11 de julio de 2016, es una reforma significativa al mercado eléctrico en Chile. Esta Ley introduce cambios muy profundos a la remuneración y planificación de la red de transmisión y además crea un nuevo organismo Coordinador Independiente del SEN reemplazando a los antiguos Centros de Despacho Económico de Carga (CDECs). En cuanto a la remuneración de la transmisión, esta pasa de un complejo sistema de asignaciones de costos entre generadores y consumidores a un sistema de "estampillado", en donde los clientes finales pagan completamente el sistema de transmisión a través de un cargo fijo predeterminado para lo cual se establece un período de transición hasta 2034. El principio es hacer más simple y transparente la remuneración de la transmisión para todos los actores.

En cuanto a la planificación de la red, esta Ley crea un nuevo proceso de planificación de largo plazo, a cargo del Ministerio de Energía con un horizonte de 30 años que debe ser realizado cada 5 años. Además, a cargo de la Comisión queda la planificación anual que

mirará a un horizonte de 20 años y que terminará con la fijación de nuevas obras a licitar por el Coordinador. La Ley cambia los segmentos de transmisión pasando a una definición más funcional de la transmisión. La transmisión troncal pasa a transmisión nacional, la subtransmisión a transmisión zonal, la transmisión adicional a transmisión dedicada y se crean nuevos segmentos de transmisión orientado a polos de desarrollo de generación y a exportación/importación de energía eléctrica con países vecinos. La Ley conlleva el desarrollo de múltiples reglamentos que se publicaron durante el 2020 y 2021.

1.2 Reglamentos

1.2.1 Decreto Supremo N°327 de 1997 (Reglamento LGSE)

El Decreto Supremo No327 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.

1.2.2 Decreto Supremo N°88 de 2020 (Reglamento PMG y PMGD)

El Decreto Supremo No88 con título oficial “Aprueba Reglamento para Medios de Generación a Pequeña Escala” fue promulgado por el Ministerio de Energía en septiembre de 2019 y publicado en octubre de 2020, reemplazando el D.S. N°244 de 2006. El decreto fija disposiciones a empresas que posean medios de generación cuyos excedentes de potencia sean menores a 9 MW (PMG y PMGD).

El reglamento comprende los siguientes títulos: Pequeños Medios de Generación de Pequeña Escala (Procedimientos de interconexión, determinación y los costos de las obras adicionales, régimen de operación y coordinación, remuneración y pagos, medición y facturación, los mecanismos de estabilización de precios), Pequeños Medios de Generación Distribuidos (PMGD) (procedimiento de interconexión, energización y puesta en servicio, de los costos adicionales asociados y de sus exigencias de operación y coordinación), Pequeños Medios de

Generación (PMG) (de su procedimiento de interconexión, energización y puesta en servicio, y de sus exigencias de operación y coordinación).

1.2.3 Decreto Supremo N°62 de 2006 (Reglamento potencia de suficiencia)

El Decreto Supremo N°t 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 el 1 de 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 y balance valorizado.

El reglamento fue modificado por el Decreto Supremo N° 42 de 2020, el cual introduce modificaciones que incorporar a la regulación del sector eléctrico el Estado de Reserva Estratégica para las unidades generadoras que comiencen el proceso de retiro del SEN.

1.2.4 Decreto Supremo N° 113 de 2017 (Reglamento Servicios Complementarios)

El Decreto Supremo N°113 de título “Aprueba reglamento que establece las disposiciones aplicables a los servicios complementarios con que deberá contar cada sistema eléctrico para la coordinación de la operación del sistema en los términos a que se refiere el artículo 137° de la Ley General de Servicios Eléctricos” fue promulgado el 28 de noviembre de 2017 y publicado el 27 de marzo de 2019, reemplazando el D.S. N°130 de 2011. La regulación de servicios complementarios fue implementada luego de la aprobación del Informe de Definición del Programa de los Servicios Complementarios (IDPSC), hecho que ocurrió el 19 de enero de 2016. Este nuevo reglamento establece la forma en cómo se definirán los servicios que requiere el sistema eléctrico nacional y los mecanismos de prestación y/o instalación de los mismos. También, establece cómo se realizarán las subastas, licitaciones y la prestación y /o instalación directa de los servicios requeridos.

1.2.5 Decreto Supremo N° 86 de 2012 (Reglamento para fijación de precio de nudo)

Promulgado el 29 de agosto de 2012, este decreto reglamenta los precios traspasables a los clientes regulados de las distribuidoras. Para ello realiza las definiciones de los precios de nudo de corto plazo y establece el procedimiento para calcularlo (horizonte de simulación, previsión de demanda, precios de combustibles, disponibilidad de insumos primarios de centrales térmicas, tratamiento de centrales hidroeléctricas, costos de falla y racionamiento, entre otros aspectos). Asimismo, define aspectos respecto del precio de nudo de largo plazo (sobre el valor máximo de las ofertas de las licitaciones de suministro, la indexación de los precios de nudo de largo plazo, entre otros).

1.2.6 Decreto Supremo N° 114 de 2012 (Concesiones geotérmicas)

El Decreto Supremo N°114 de título "Aprueba nuevo reglamento para la aplicación de la Ley 19.657, sobre concesiones de energía geotérmica y deroga D.S. N°32, de 2004, del Ministerio de Minería" fue promulgado el 15 de noviembre de 2012. Este reglamento elimina la falta de certeza jurídica en la obtención de concesiones de explotación de geotermia. Para ello, otorga el derecho exclusivo a un concesionario de exploración, para obtener una concesión de explotación. Además, elimina requisitos para solicitar una concesión de exploración geotérmica y hace más expedito el proceso de solicitud. El reglamento fue modificado por el D.S. N°51 de 2021 para avanzar en la transformación digital de la información.

1.2.7 Decreto Supremo N° 57 de 2020 (Reglamento de generación distribuida para autoconsumo)

El Decreto Supremo N°57 de título "Aprueba reglamento de generación distribuida para autoconsumo", promulgado en julio de 2019 y publicado en septiembre de 2020, reemplazando el D.S. N°71 de 2014. El reglamento establece las disposiciones para la generación distribuida destinada para el autoconsumo, en particular el procedimiento para llevar a cabo la conexión del equipamiento de generación y el costo de las obras adicionales, adecuaciones y ajustes para la conexión, establecer los límites a la conexión y a las inyecciones de los equipamientos de generación que no requieren de obras adicionales, adecuaciones o ajustes para la conexión, las mediciones y valorización de las inyecciones y los traspasos de excedentes de energías renovables no convencionales, así como las demás materias necesarias para el adecuado desarrollo de la generación distribuida para el autoconsumo.

1.2.8 Decreto Supremo N° 125 de 2019 (Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional)

El Decreto Supremo N°125 de título "Aprueba reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional", promulgado el 20 de diciembre de 2019, establece las disposiciones aplicables a la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional, así como las demás materias necesarias para el adecuado ejercicio de las funciones del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, y los derechos y deberes de los entes sujetos a dicha coordinación.

Además, establece las disposiciones para los Sistemas de Almacenamiento de Energía y las disposiciones para que el Coordinador implemente un pronóstico centralizado de generación renovable con recursos primarios variables.

1.3 Normativa técnica

1.3.1 Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS)

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.

La última modificación fue publicada en septiembre de 2020 y principalmente establece requerimientos a los generadores ERNC para el control de frecuencia y voltaje de la red, además de los requerimientos de envío de pronósticos.

1.3.2 Norma Técnica de Conexión y Operación (NTCO) de PMGD en media tensión

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 y fue reemplazada por la Resolución N°501 promulgada el 23 de septiembre de 2015 bajo el mismo título.

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.

La modificación al reglamento realizada mediante la Resolución N°537 cuya fecha de promulgación fue el día 11 de julio de 2016 y entre otros cambios, introdujo nuevas definiciones para instalaciones compartidas definidas como el conjunto de las instalaciones de consumo de un cliente y un PMGD que se conectan al sistema de distribución a través de un mismo empalme. La última modificación al reglamento fue realizada mediante la Resolución N°437 cuya fecha de promulgación fue el día 22 de julio de 2019.

1.3.3 Norma Técnica de Conexión y Operación (NTCO) de equipamiento de generación en baja tensión

La Resolución Exenta N° 338 con título oficial “Dicta norma técnica de conexión y operación de equipamiento de generación en baja tensión” fue promulgada el 31 de mayo de 2019. Este reglamento determina los requisitos que deben cumplirse para conectar equipamiento de generación a las redes de distribución e inyectar los excedentes de energía a éstas. El reglamento contempla las medidas que deben adoptarse para los efectos de proteger la seguridad de las personas y de los bienes, y la seguridad y continuidad del suministro, entre otros aspectos.

1.3.4 Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para sistemas medianos

La Resolución Exenta N° 179 con título oficial “Dicta Seguridad y Calidad de Servicio para sistemas medianos” fue promulgada el 8 de marzo de 2018. Este reglamento determina los requerimientos mínimos relacionados a los valores límites que pueden alcanzar las principales variables eléctricas que se observan en el SM, para cada uno de los estados en que éste se encuentre operando en un instante determinado.

1.3.5 Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución

La Resolución Exenta N° 763 con título oficial “Dicta Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución” fue promulgada el 10 de diciembre de 2019. Este reglamento determina los requisitos que deberán cumplir los concesionarios de servicio público de

distribución de electricidad y las empresas que sean propietarias, arrendatarias, usufructuarias o que operen, a cualquier título, instalaciones de distribución de energía eléctrica, respecto de: la calidad de producto, calidad de suministro y calidad comercial.

1.3.6 Norma Técnica de Servicios Complementarios

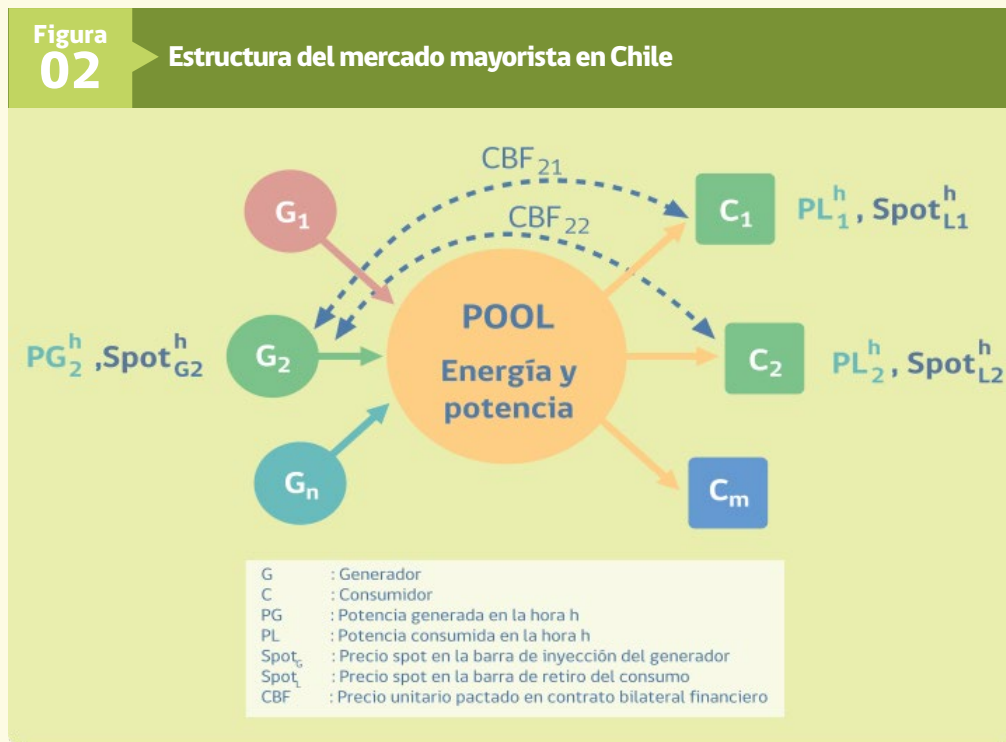
La Resolución Exenta N° 786 con título oficial “Dicta Norma Técnica de Servicios Complementarios” fue promulgada el 18 de diciembre de 2019. Este reglamento determina las exigencias, procedimientos, metodologías y condiciones de aplicación con las que se regirá la prestación de Servicios Complementarios, la determinación de los requerimientos de los mismos, y sus procesos de verificación de instalaciones, y de evaluación de disponibilidad y desempeño, de conformidad a lo establecido en el Reglamento de SSCC y la Ley.

Anexo 2: Aspectos de funcionamiento del mercado

2.1 Despacho

El despacho de unidades en el sistema es realizado por el Coordinador, 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 2 muestra el esquema general del mercado mayorista de electricidad en Chile.



Fuente: Elaboración Propia

Para una hora h determinada, el coordinador 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.

$$\begin{aligned} \text{Balance}E_c^h &= \sum_{g=1}^{NG_c} PG_g^h \text{Spot}_{G_g}^h + \sum_{l=1}^{NL_c} (CBF_{g_l} - \text{Spot}_{L_l}^h) PL_l^h - \sum_{g=1}^{NG_c} \text{Costo_Gen}_g (PG_g^h) \\ &= PG_2^h \text{Spot}_{G_2}^h + (CBF_{21} - \text{Spot}_{L_{L1}}^h) PL_1^h + (CBF_{22} - \text{Spot}_{L_{L2}}^h) PL_2^h - \text{Costo_Gen}_2 (PG_2^h) \end{aligned}$$

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 coordinador del sistema 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:

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

El 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.

2.2 Transferencias de potencia en el mercado spot

En el mercado mayorista¹, 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.

El precio de la potencia considera el cálculo del costo unitario de la unidad más económica para suministrar una unidad de potencia adicional en el sistema, que regularmente corresponde a una turbina a gas, etc.. A este precio se le conoce como precio de nudo de potencia y es determinado semestralmente por la CNE. 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 denominada potencia de suficiencia² 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 Coordinador, 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.

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.

¹La definición del mercado mayorista se encuentra en el glosario de términos, ver Anexo 5.

²El “Anexo 3: Potencia de suficiencia (metodología D.S. N°62)” presenta el mecanismo de cálculo de la Potencia de Suficiencia que es reconocida a cada tipo de generador.

Anexo 3: Potencia de suficiencia

El objetivo de esta sección es mostrar las etapas del proceso para determinar la remuneración de los participantes del balance de potencia. Esta remuneración está asociada al mercado de capacidad (o mercado de potencia).

En el mercado de capacidad se realizan transferencias de potencia entre generadores, valorizadas al precio nudo de corto plazo de la potencia de cada barra. Estas transferencias se determinan a partir de la capacidad de generación compatible con la suficiencia y los compromisos de demanda de punta existentes que se asignen a cada generador.

Los participantes del balance de potencia (generadores que no se excluyan de participar en las transferencias de potencia³) deben estar en condiciones de satisfacer sus compromisos para la demanda de punta⁴, considerando la potencia de suficiencia propia y la adquirida a otras empresas generadoras.

3.1 Compromiso de demanda de punta

El Coordinador lleva a cabo un registro del consumo de potencia promedio en cada hora de los clientes de los participantes del balance de potencia, utilizando este registro se obtiene la demanda de punta equivalente (DdPE) del cliente. La que se calculará como el promedio de los 52 registros físicos máximos observados durante el periodo de control. El cual comienza a las 18:00 horas y termina a las 22:00 horas de los días que median entre el 01 de abril hasta el 30 de septiembre. Sin embargo, este periodo fue reducido en el 2019, considerando únicamente los días de junio y julio para los años 2020 y 2021.

Para calcular el retiro de potencia horario asignado a cada cliente, el Coordinador debe multiplicar la DdPE de dicho cliente por un factor único, de tal manera que la suma de todas las DdPE iguale la demanda de punta del sistema.

$$RP_i = FactorP \cdot DdPE_i$$

Siendo:

RP_i : Retiro de Potencia horario del cliente i , expresado en MW
 $DdPE_i$: DdPE del cliente i , expresado en MW

³Se podrán excluir Pequeños Medios de Generación que no efectúen retiros de potencia para abastecer a clientes libres o empresas distribuidoras.

⁴La Demanda de Punta es un parámetro sistémico. Este se calculará como la demanda promedio de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual del sistema.

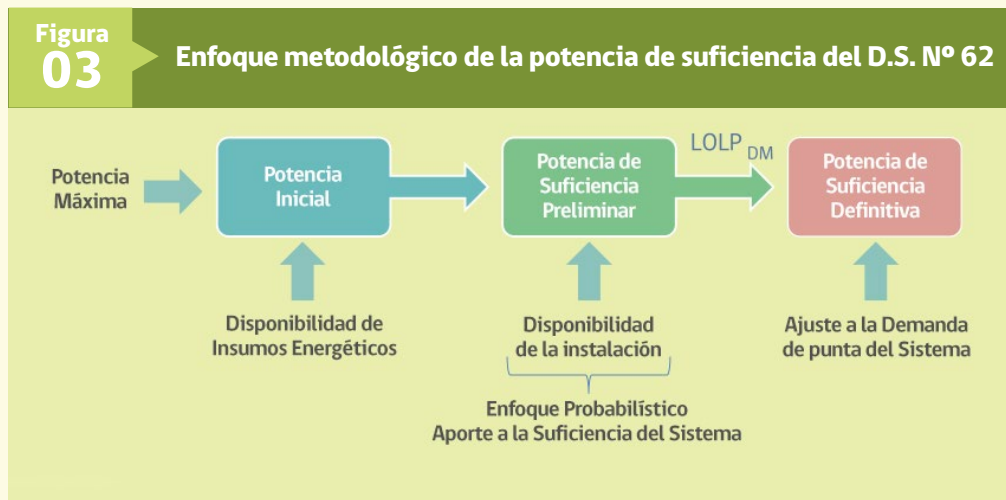
Donde el *FactorP* es sistémico y se calculará como:

$$FactorP = \frac{Demanda\ de\ Punta}{\sum_{i \in Clientes} DdPE_i}$$

El generador que haya celebrado contrato para suministrar potencia a algún cliente asumirá los retiros de potencia de dicho cliente, como compromiso con la demanda de punta del sistema.

3.2 Capacidad de generación compatible con la suficiencia

A cada unidad generadora se le asigna una potencia de suficiencia en función de la incertidumbre asociada a la disponibilidad del insumo de generación que esta utilice, y la indisponibilidad de la unidad y de las instalaciones que la interconectan al sistema caracterizadas por la potencia inicial y la potencia de suficiencia preliminar, respectivamente. El esquema general del procedimiento de cálculo de potencia de suficiencia que establece el D.S. N°62 se ilustra en la Figura 3.



Fuente: Elaboración Propia

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

3.2.1 Potencia Inicial de Centrales ERNC

A cada unidad generadora se le asigna una potencia inicial, menor o igual a su potencia máxima. La cual caracterizará la potencia que cada unidad puede aportar al sistema en función de la incertidumbre asociada a la disponibilidad del insumo de generación que esta utilice.

Para esto, el Coordinador utiliza información estadística del insumo primario que aporte cada propietario. En el caso de centrales termosolares el insumo primario corresponderá al fluido almacenado para el proceso térmico.

La potencia inicial de centrales ERNC térmicas (como biomasa, geotérmicas, termosolares y biogás) e hidroeléctricas será determinada conforme a los mismos procedimientos de las centrales convencionales térmicas e hidroeléctricas respectivamente. Para todas las demás tecnologías de generación clasificadas ERNC, como las centrales eólicas y solares, la potencia inicial se determinará de acuerdo con el valor resultante de multiplicar su potencia máxima por el mínimo de los siguientes valores:

- a) Menor factor de planta anual de los últimos 5 años anteriores al año de cálculo.
- b) Promedio simple de los factores de planta registrados para cada uno de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema para el año de cálculo.

En el caso de centrales ERNC que posean una componente de almacenamiento energético, la potencia inicial deberá reconocer adecuadamente el aporte a la suficiencia de dichas unidades a propósito de la capacidad de gestión temporal de la energía con la que cuentan.

Potencia Inicial centrales hidroeléctricas

Para las centrales hidroeléctricas se utiliza la estadística de caudales afluentes correspondiente al promedio de los dos años hidrológicos de menor energía afluente de la estadística disponible. Para ello, el reglamento (D.S. N°62 de 2006) clasifica las centrales hidráulicas según su capacidad de regulación en: centrales con capacidad de regulación

diaria o superior, centrales con capacidad de regulación intra-diaria y centrales sin capacidad de regulación⁵. Además, distingue a las centrales hidráulicas en serie:

- ▶ A las unidades generadoras pertenecientes a centrales con capacidad de regulación diaria o superior se les considera una energía inicial igual al promedio de la energía embalsada al 1 abril, durante los últimos 20 años, incluido el año de cálculo.
- ▶ A las unidades generadoras con capacidad de regulación intra-diaria se les considera su capacidad de regulación, pero no se le considera la energía inicial.
- ▶ La potencia inicial de las unidades sin capacidad de regulación se determina en función de la potencia equivalente al caudal afluente generable promedio anual de las 2 condiciones hidrológicas de menor energía afluente.

La metodología de cálculo para centrales con capacidad de regulación se realiza 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 centrales solares y eólicas

La potencia inicial se determinará de acuerdo con:

$$P_{ini} = P_{m\acute{a}x} * M\acute{i}n(minFP_{5a\acute{n}os}, PromFP)$$

Donde:

- P_{ini} : Potencia Inicial de la central térmica, expresada en de MW.
- $P_{m\acute{a}x}$: Potencia máxima bruta auditada de la central, expresada en MW.
- $minFP_{5a\acute{n}os}$: Menor factor de planta anual de los últimos 5 años anteriores al año de cálculo.
- $PromFP$: Promedio simple de los factores de planta registrados para cada uno de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada sistema para el año de cálculo.

⁵D.S. N°62 de 2006 establece que se entenderá que unidad generadora hidroeléctrica posee capacidad de regulación diaria o superior cuando la capacidad máxima de su embalse y el caudal afluente promedio anual para la condición hidrológica correspondientes a los 2 años de menor energía afluente, permiten que la unidad generadora opere a potencia máxima por al menos 24 horas. Se entenderá que una unidad generadora hidroeléctrica posee capacidad de regulación intra-diaria cuando la capacidad máxima de su estanque más la potencia afluente promedio anual para la condición hidrológica correspondientes a los 2 años de menor energía afluente, es suficiente para que la unidad generadora opere al menos 5 horas consecutivas con una potencia igual o menor a su potencia máxima.

Potencia Inicial centrales ERNC Térmicas

Se determina en base a la menor disponibilidad media anual observada para el insumo principal para los últimos 5 años anteriores al año de cálculo. Si la central demuestra capacidad de operación con un insumo alternativo, entonces la potencia de suficiencia se calculará como una unidad generadora equivalente a partir de las características de operación que posee cada unidad con el insumo principal y alternativo.

$$P_{ini} = P_{máxIP} * DIP + P_{máxIA} * (1 - DIP)$$

Donde:

P_{ini} : Potencia Inicial de la central térmica, expresada en MW.

$P_{máxIP}$: Potencia máxima bruta asociada al insumo principal de la central térmica, expresada en MW.

DIP : Disponibilidad media anual del Insumo Principal, calculada como el menor valor observado durante los últimos 5 años anteriores al Año de Cálculo, expresada en unidades de tanto por uno.

$P_{máxIA}$: Potencia máxima bruta asociada al insumo alternativo de la central térmica, expresada en MW.

3.2.2 Potencia de Suficiencia Preliminar

Para el cálculo de la potencia de suficiencia preliminar se utiliza el modelo probabilístico determinado por el Coordinador, el cual debe considerar para cada unidad generadora su potencia inicial, indisponibilidad, periodo de mantenimiento y consumos propios.

Además, el Coordinador debe llevar un control estadístico de los estados operativos de las unidades generadoras, los cuales se agrupan en:

- a) Estados Disponibles: cuando la unidad se encuentre disponible para el despacho por el Coordinador sin que presente una limitación en su potencia máxima;
- b) Estados No Disponibles: cuando la unidad no se encuentre disponible para ser despachada por el Coordinador; y
- c) Estados Deteriorados: cuando su potencia máxima se encuentre limitada producto de restricciones independientes de la disponibilidad de su insumo de generación.

La potencia equivalente de una unidad se obtendrá a partir del promedio ponderado de los estados deteriorados y estados disponibles.

$$PE_i = \frac{1}{T} \sum_k^T Pot_k \cdot t_k$$

Donde:

- P_E : Potencia Equivalente de la unidad i .
- Pot_k : Potencia disponible durante el periodo k .
- t_k : Duración del periodo k .
- T : Conjunto de periodos donde la unidad i estuvo en Estado Disponible o Estado Deteriorado.

En el caso de unidades que hayan acumulado información estadística de estados deteriorados, para determinar la potencia de suficiencia preliminar, la potencia inicial de dichas unidades será calculada como el mínimo valor entre la potencia inicial determinada y la potencia equivalente.

$$Potencia\ Inicial = \text{Mín}(Potencia\ Inicial, Potencia\ Equivalente)$$

La potencia inicial se deberá reducir por un factor proporcional a sus consumos propios, de tal forma que:

$$Potencia\ Inicial = Potencia\ Inicial * \frac{Consumos\ Propios}{Potencia\ Bruta\ Máxima}$$

En caso de que los consumos no estén dedicados exclusivamente a los servicios auxiliares de una unidad generadora, deberán ser considerados como un retiro de potencia y por ende deberán ser reconocidos por la empresa que corresponda.

El valor resultante de potencia de suficiencia preliminar será reducido en un factor proporcional al periodo de mantenimiento mayor. Estos mantenimientos mayores, sean éstos parciales o totales, podrán realizarse en cualquier periodo del año y no afectarán la indisponibilidad forzada de la unidad generadora, siempre y cuando se realicen dentro de los plazos establecidos en el programa de mantenimiento mayor vigente.

$$Potencia\ Inicial = Potencia\ Inicial * \left(1 - \frac{HM}{HT}\right)$$

Donde HM son las horas totales de mantenimiento y, HT las horas totales del año de cálculo.

La indisponibilidad forzada será calculada en base al tiempo en que la unidad generadora estuvo en operación y el tiempo en que la unidad generadora estuvo indisponible, para una ventana móvil de 5 años consecutivos, durante todas las horas de cada año.

La indisponibilidad forzada será determinada a partir del siguiente cociente:

$$IFOR = \frac{T_{off}}{T_{on} + T_{off}}$$

Donde:

$IFOR$: Indisponibilidad forzada.

T_{off} : Tiempo medio acumulado en que la unidad generadora se encuentra indisponible por alguna desconexión programada o forzada, y esta no fuera producto de una falla externa a la instalación.

T_{on} : Tiempo medio acumulado en que la unidad generadora se encuentra en operación, independiente del nivel de despacho, para una ventana móvil de 5 años.

El Coordinador deberá determinar la potencia de suficiencia de cada unidad,, para este objetivo considera la indisponibilidad forzada y la potencia inicial de cada unidad generadora reducida.

$$PSP_i = \frac{1}{1 - LOLP_{dm}} * Pini_i * (1 - IFOR_i) * Pb(P'_{SIS} > D_{punta} - Pini_i)$$

Donde:

PSP_i : Potencia de Suficiencia Preliminar de la unidad generadora i .

$Pini_i$: Potencia Inicial, luego de las reducciones, de la unidad generadora i .

$IFOR_i$: Indisponibilidad forzada asociada a la central generadora i .

D_{punta} : Demanda de Punta del sistema.

$1 - LOLP_{dm}$: Potencia de Suficiencia del sistema equivalente a $Pb(P_{SIS} > D_{punta})$

P'_{SIS} : Variable aleatoria que describe la oferta de potencia del sistema sin considerar la i ésima central generadora.

$Pb(x > y)$: Probabilidad de que x sea mayor a y .

3.2.3 Potencia de Suficiencia Definitiva

La potencia de suficiencia definitiva de cada unidad corresponderá a la potencia de suficiencia preliminar anteriormente obtenida, escalada por un factor único. de tal manera que la suma de la potencia de suficiencia definitiva de todas las unidades sea igual a la demanda de punta del sistema.

$$PSD_i = \frac{D_{punta}}{\sum_k^{PAR} PSP_k} * PSP_i$$

Donde:

PSD_i : Potencia de Suficiencia Definitiva de la unidad generadora i .

PSP_i : Potencia de Suficiencia Preliminar de la unidad generadora i .

k : Participante k del balance de potencia.

PAR : Conjunto de todos los participantes del balance de potencia.

3.2.4 Balance valorizado de inyecciones y retiros de potencia

En cada barra de transferencia se determinan las inyecciones y retiros de potencia de cada participante del balance de potencia, las cuales son valorizadas al Precio de Nudo de Corto Plazo de la Potencia (PNCPP), de la respectiva barra.

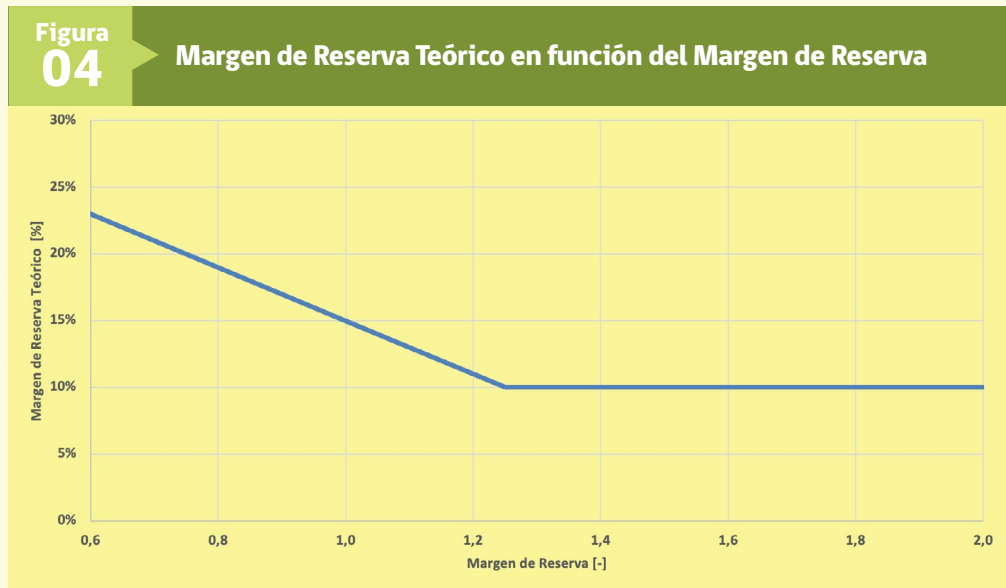
En orden de obtener el PNCPP, la CNE determina el precio básico de la potencia de punta, el cual corresponderá al costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada del sistema eléctrico considerando las unidades generadoras más económicas, determinadas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico, incrementado en un porcentaje igual al Margen de Reserva de Potencia Teórico (MRPT) del sistema eléctrico.

El MRPT corresponderá al mínimo sobre-equipamiento en capacidad de generación que permita abastecer la potencia de punta en un sistema con una suficiencia determinada. Dicho margen es calculado a partir del margen de potencia, el cual se calculará como el cociente entre la suma de la potencia inicial de todas las unidades del sistema y la demanda de punta de dicho sistema.

$$\text{Margen de Potencia} = \sum_i^N \text{Potencia Inicial}_i * \frac{1}{D_{punta}}$$

En caso de que el margen de reserva sea mayor a 1,25 el margen de reserva teórico será igual a 10%. En caso contrario el margen de reserva teórico será calculado con la siguiente ecuación:

$$\text{Margen de Potencia Teórico} = 0,15 - 0,2 * (\text{Margen de Potencia} - 1)$$



Fuente: Elaboración Propia

Para cada una de las subestaciones del sistema eléctrico se calcula un factor de penalización de potencia que, multiplicado por el Precio Básico de la Potencia de Punta (PBPP) determina el PNCPP en la subestación respectiva.

$$PNCPP_{barra} = PBPP * Factor\ de\ Penalización_{barra}$$

Para cada participante del balance de potencia se suman algebraicamente todas las inyecciones y retiros de potencia valorizados (signo positivo las inyecciones y negativo los retiros). El valor resultante con su signo constituirá el saldo neto de cada participante del balance de potencia.

Las empresas con saldo neto negativo pagarán dicha cantidad en doce mensualidades durante el año al cual corresponda, a todas las empresas que tengan saldo neto positivo en la proporción en que cada uno de estos últimos participe del saldo neto positivo total.

La valorización de las transferencias de potencia debe hacer explícitos los respectivos ingresos por tramos que se generan por tales transferencias a favor de los respectivos propietarios de instalaciones del sistema de transmisión, según corresponda.

4. Anexo 4: Generación distribuida

En la red de distribución existe un importante número de proyectos de generación distribuida cuya vocación principal es la venta de energía a través de la red de distribución (conocidos como PMGD). Sin embargo, existe también un creciente desarrollo de proyectos de generación distribuida cuya vocación principal es el autoabastecimiento, es decir, proyectos que se desarrollan en las instalaciones de un cliente o consumidor de la red distribución para auto-proveerse de electricidad parcial o totalmente y eventualmente inyectar sus excedentes a la red. Los proyectos de autoabastecimiento se pueden agrupar en tres familias, de acuerdo al tipo de regulación que le aplica:

- a) Proyectos de autoconsumo sin inyección a la red
- b) Proyectos de autoconsumo con inyección a la red con fines comerciales
- c) Proyectos de autoconsumo menores o iguales a 300 kW con inyección a la red

Estos tipos de proyectos han sido ordenados de acuerdo a un orden histórico de su regulación y por ello, la madurez y difusión de los pasos necesarios para su tramitación.

En Chile la regulación intenta realizar un traspaso eficiente de los costos del sistema a los clientes de distribución, lo que genera incentivos al autoabastecimiento, pues al reducir el consumo desde la red, sustituyéndolo por generación local se evitan pagos a la empresa distribuidora.

Este Anexo primero presenta los 3 tipos de proyectos de autoconsumo mencionados anteriormente, pero luego se centra en los proyectos con posibilidad de inyección a la red, es decir, proyectos asociados a Ley de Facturación Neta (Netbilling) y proyectos PMGD, para los cuales se presenta el estado actual en cuanto a número de proyectos y capacidad instalada, se describe cómo se valorizan las inyecciones, el procedimiento de conexión a la red de distribución y finalmente los modelos de negocios disponibles.

Proyectos de autoconsumo sin inyección de excedentes

Los proyectos de autoconsumo sin inyección de excedentes son muy comunes desde hace décadas, pues su uso es obligatorio como sistemas de emergencia en algunos edificios, hospitales y otras instalaciones. La regulación de este segmento contempla sistemas de autogeneración que están imposibilitados de inyectar energía a la red por lo que no valorizan excedentes (no tienen excedentes).

El Decreto 8/2020 aprueba el reglamento de Seguridad de las Instalaciones de Consumo de Energía Eléctrica, el cual establece el pliego técnico normativo RIC N°9: Sistemas de Autogeneración. Dicha normativa establece los requisitos de seguridad que deben cumplir las instalaciones que dispongan de sistemas de autogeneración que entregan la energía generada a la instalación de consumo de forma simultánea a la suministrada por la empresa distribuidora y que no inyectan esta energía a la red eléctrica de distribución.

Proyectos de autoconsumo con comercialización de excedentes

Proyectos de generación de potencia menor o igual a 9 MW conectados a la red de distribución corresponden a PMGD y se regulan mediante el D.S. N°244 de 2006 y la norma técnica de conexión y operación en media tensión (NTCO). Esta regulación aplica con cualquier fuente de energía (no sólo renovables) aunque algunos de los beneficios son exclusivos para fuentes renovables. El reglamento D.S. N°88 de 2020, reemplazando los D.S. N°244 de 2006 y D.S. N°101 de 2015, define las etapas, procedimientos y plazos para conectarse a la red así como la valorización de las inyecciones. La norma que define aspectos técnicos es la NTCO de PMGD en instalaciones de media tensión. Este marco normativo está orientado a proyectos que si bien tienen primariamente el objetivo de autoabastecer la demanda local del inmueble donde se encuentran instalados, también tienen interés de entrar en el negocio de la comercialización de energía en el mercado eléctrico.

Proyectos renovables o cogeneración de autoconsumo menores o iguales a 300 kW con inyección de excedentes

Los proyectos renovables o de cogeneración menores a 300 kW, típicamente correspondientes a un proyecto de generación residencial, comercial o industrial, se regulan mediante la Ley 20.571 de 2012 (modificada el 2018 con la Ley 21.118) y su reglamento, D.S. N° 57 de 2020, reemplazando el D.S. 71 de 2014. Esta Ley habilita a los consumidores que se encuentren bajo un esquema de tarifas reguladas a inyectar sus excedentes de energía a la red y valorizarlos para reducir su cuenta de consumo eléctrico o eventualmente liquidar los excedentes. La generación puede provenir sólo de energías renovables o cogeneración eficiente. La norma que define aspectos técnicos es la NTCO de equipamiento de generación en baja tensión. Este modelo regulatorio provee simplificaciones y condiciones especiales para proyectos de autoconsumo que no tienen en su giro la comercialización de energía. Si bien pudiendo inyectar sus excedentes y siendo estos valorizados al promedio de los contratos de distribución, dichos excedentes son utilizados para realizar descuento en la facturación del cliente y no para comercializar energía a la red.

4.1 Estado actual de proyectos acogidos a Ley de Facturación Neta (Netbilling) y proyectos PMGD

La generación distribuida en sus diversas escalas ha tenido una amplia acogida en el sector eléctrico chileno, tanto la generación acogida a la Ley de Facturación Neta (Netbilling) como los PMGD han crecido sustancialmente desde que se reguló su conexión y su remuneración.

4.1.1 Avance en el número de conexiones y capacidad instalada de proyectos de generación acogidos a la Ley de Facturación Neta (Netbilling)

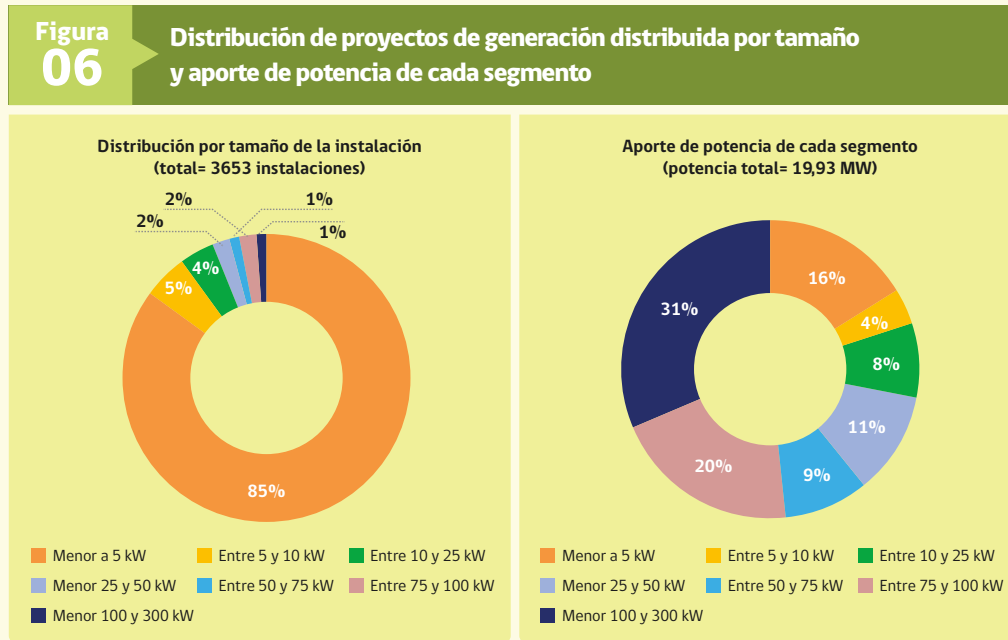
La Ley de Facturación Neta (Netbilling) en Chile comenzó a operar efectivamente desde octubre de 2014, es decir, es una regulación muy nueva. Sin embargo, ya en febrero de 2015 comenzó la puesta en servicio de los primeros proyectos acogidos a esta Ley y su incremento no ha cesado. Las solicitudes de conexión a las empresas distribuidoras comenzaron el mismo mes de la publicación del reglamento y han aumentado progresivamente. Asimismo, el número de instalaciones inscritas ha aumentado considerablemente durante estos años llegando a un total de 6674 instalaciones en el mes de diciembre de 2020.

La Figura 5 presenta las declaraciones de puesta en servicio de los proyectos desde el inicio de vigencia de la Ley de Facturación Neta (Netbilling) hasta diciembre de 2020.



Fuente: SEC

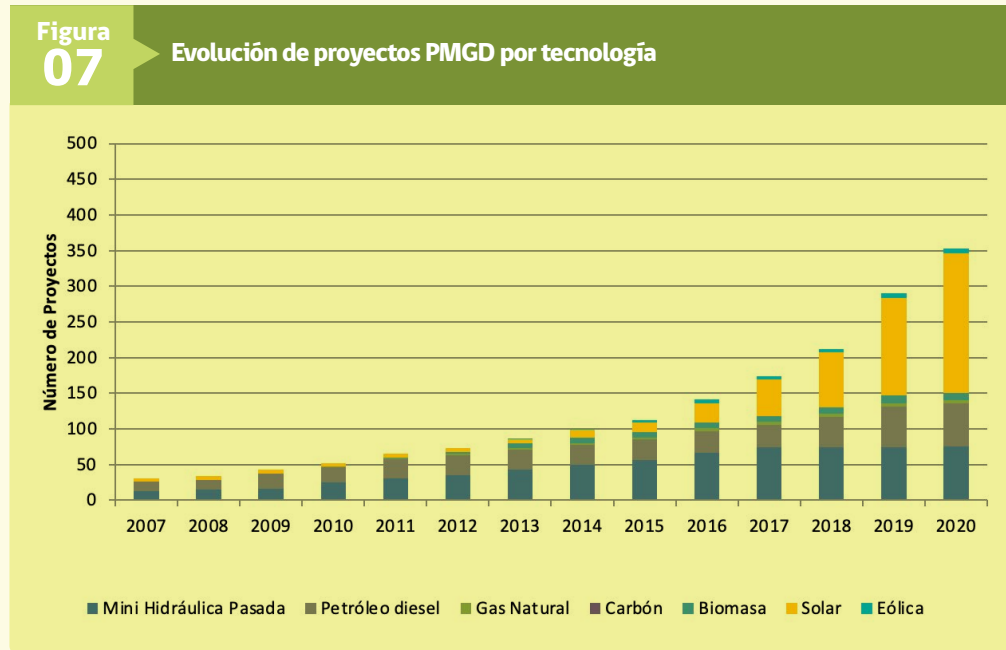
La Figura 6, presenta la distribución de instalaciones según su rango de potencia tanto en cantidad como su aporte a la capacidad total a diciembre de 2020.



Fuente: SEC

4.1.2 Avance número de proyectos PMGD

Hace una década se produjo un importante desarrollo de proyectos PMGD, típicamente hidráulicos y diésel, pero desde hace 5 años se ha observado un creciente desarrollo de proyectos eólicos y solares y se proyecta que seguirán con esa tendencia. La Figura 7 presenta la evolución del número de proyectos PMGD por tecnología entre 2007 y 2020.



Fuente: SEC

4.2 Valorización de las inyecciones de los excedentes de generación a la red

La energía y potencia inyectada a la red de los proyectos acogidos a la Ley de Facturación Neta (Netbilling) por un lado y los PMGD por otro lado reciben diferentes valorizaciones por la energía y potencia que inyectan a la red de distribución. A continuación, se describen los principios de valorización para ambos tipos de proyectos.

4.2.1 Valorización de las inyecciones de los proyectos acogidos a la Ley de Facturación Neta (Netbilling)

A diferencia de varios países desarrollados donde se busca promover e incentivar la generación residencial mediante el uso de Netmetering o medición neta, en Chile se busca establecer tarifas que reflejen los costos reales de suministro para promover la eficiencia en el sistema. Es por esto que se utiliza el esquema de Facturación Neta. En este esquema, la energía inyectada se valoriza al costo evitado de energía y pérdidas por parte de la distribuidora. Es decir, al costo promedio que la distribuidora deja de pagar por comprar menos energía a grandes generadores (resultados de las licitaciones de suministro reguladas) más las menores pérdidas por la generación más cercana al consumo o el costo evitado. La medición de energía se realiza para la inyección y los retiros independientemente, y se valorizan por separado antes de realizar el balance monetario. En efecto, los precios de inyección y consumo de energía son distintos para los clientes residenciales BT1, pues este tipo de cliente en su tarifa de energía financia tanto la energía que ocupa como su demanda de potencia, que financia la infraestructura de la red que lo abastece (principalmente la red de distribución). Este tipo de proyectos no recibe un pago para remunerar su potencia.

En concreto, de acuerdo con el D.S. N°57 de 2020, los equipamientos de generación podrán operar en cualquiera de las siguientes modalidades:

- ▶ Generación individual.
- ▶ Generación individual con descuentos remotos.
- ▶ Generación conjunta.

La valorización de la energía inyectada a la red es descontada de los cargos en la boleta. Si los descuentos exceden los cargos, entonces los remanentes son descontados en las siguientes boletas. Los remanentes que no han podido ser descontados de las boletas después de un cierto periodo definido por contrato son liquidados, siendo pagados por la distribuidora al cliente bajo las siguientes condiciones:

- a)** Que los remanentes no provengan de un Equipamiento de Generación Conjunto;
- b)** Que los remanentes no provengan de un Equipamiento de Generación Individual con Descuentos Remotos, salvo en el caso de personas jurídicas sin fines de lucro;
- c)** Que el Equipamiento de Generación haya sido dimensionado para que, en condiciones normales de funcionamiento y en una base de tiempo anual, sus inyecciones de energía no produzcan remanentes que no puedan ser descontados de las facturaciones;

d) Que los remanentes no tengan su origen en incrementos en la capacidad de generación que no hayan cumplido con la condición anterior.

Para los clientes residenciales con potencia conectada hasta 20 kW o personas jurídicas sin fines de lucro con potencia conectada hasta 50 kW no será necesario cumplir con las exigencias de los literales c) y d)

4.2.2 Valorización de las inyecciones de los PMGD

Los PMGD pueden optar a vender su energía al sistema de costo marginal instantáneo (precio spot) o a un régimen de precio estabilizado que le permite acceder al precio de nudo de la zona donde inyecta. Esto último fue modificado por el D.S. N°88 de 2020, el cual calcula el precio estabilizado de forma diferenciada en seis bloques horarios por día. Esta opción de régimen de valorización comúnmente entrega resultados económicos muy distintos y debe ser comunicada al Coordinador, debiendo permanecer un mínimo de 4 años en el régimen elegido.

Si se elige valorizar la inyección a costo marginal, este corresponderá al calculado en la barra de la subestación de distribución primaria que lo alimenta. Bajo este régimen el PMGD se somete a un alto riesgo, pues la variabilidad del costo marginal es alta y depende de muchos factores (uso del agua de los embalses, congestión y niveles de pérdidas de la red, inyección de energías renovables, entre otros aspectos). En el caso de elegir un régimen de precio estabilizado, la energía inyectada se valorizará al precio de nudo de corto plazo de energía en los distintos intervalos temporales (6 bloques) de la o las barras troncales asociadas a la barra de la subestación de distribución primaria de inyección. El precio de nudo de corto plazo es calculado semestralmente por la CNE como un promedio de los costos marginales de los siguientes 48 meses (calculados mediante la simulación del sistema eléctrico) y por tanto tiene mucha menor variabilidad que los costos marginales representando un menor riesgo para el PMGD. Las inyecciones de potencia se valorizan al precio de nudo de la potencia, sin importar el régimen elegido.

4.3 Procedimiento de conexión a la red

Las etapas, procedimientos y costos de la conexión a la red son fundamentales y existen diferencias para los generadores acogidos a la Ley de Facturación Neta (Netbilling) frente a los PMGD, pues debido a la diferencia en el tamaño de estos tipos de proyectos, las

etapas y tramitaciones para los proyectos de Facturación Neta son más simples y rápidas. A continuación, se describe para ambos tipos cada una de las etapas para realizar la conexión a red.

4.3.1 Procedimiento de conexión de los proyectos acogidos a la Ley de Facturación Neta (Netbilling) y sus tiempos asociados

► El procedimiento de conexión para un proyecto acogido a la Ley de Facturación Neta cuenta con 6 etapas.

Es importante señalar que todos los formularios y la plataforma de Tramitación de Conexión en Línea para efectuar cada una de las comunicaciones tanto con la distribuidora como con la Superintendencia se encuentran disponibles en la web de la Superintendencia⁶, así como también los plazos máximos de respuesta de todas las partes.

Etapas 0: Solicitud de información (opcional)

Los usuarios pueden solicitar a la distribuidora la información relativa a la Capacidad Instalada Permitida asociada al transformador de distribución o alimentador que corresponda. La información deberá ser entregada al usuario en un plazo no mayor a 10 días hábiles.

Etapas 1: Solicitud de conexión a la Red (SCR)

El usuario debe presentar una SCR en la cual incluye su identificación, dirección donde se instalará, medio de contacto, capacidad instalada y de inyección del equipamiento de generación y sus principales características. La distribuidora tiene 5 días hábiles para solicitar corrección de la SCR en caso que tenga información incompleta o errónea, y el usuario tiene 5 días para realizar las correcciones. El cálculo de la capacidad instalada y la inyección de excedentes permitida y la determinación de requerimientos técnicos específicos están especificados en la norma técnica.

La solicitud de conexión para el suministro de energía o la ampliación de servicios efectuada a una distribuidora podrá realizarse conjuntamente con la SCR de un Equipamiento de Generación. La distribuidora deberá evaluar ambas solicitudes en forma conjunta en 20 días.

⁶Los formularios y la plataforma para tramitación de conexión de proyectos de Facturación Neta se pueden encontrar en las siguientes webs:

<https://www.sec.cl/formularios/>

<https://www.sec.cl/gda/tramitacion-de-conexion-en-linea/>

La respuesta de la SCR debe incluir la siguiente información: ubicación del punto de conexión del equipamiento de generación, la capacidad del empalme, la capacidad instalada y la inyección de excedentes permitidas, las obras adicionales y adecuaciones necesarias para la conexión junto con su valoración, el plazo de ejecución y modalidad de pago, el modelo de contrato de conexión, el costo de las actividades necesarias para efectuar la conexión, la suma de la capacidad instalada y de la capacidad de inyección, la cantidad de SCR asociadas al mismo transformador de distribución donde se solicita; y el informe de obras adicionales.

La distribuidora tiene entre 5 y 40 días hábiles para responder la SCR, dependiendo de la información otorgada por el usuario y si se solicitó información previa a la SCR:

- a) Si la capacidad del equipamiento de generación a conectar es menor a la capacidad del empalme y menor a la capacidad instalada permitida y, que la capacidad de inyección sea menor o igual a la permitida, el plazo es de **5 días hábiles**. Si no fue precedida por una solicitud de información el plazo es de **10 días hábiles**.
- b) Si la capacidad del equipamiento de generación a conectar es menor o igual a la capacidad del empalme y se cumplen los criterios de seguridad operacional y de configuración de la red de distribución, conforme a lo establecido en la norma técnica (equipamiento solar fotovoltaico de capacidad inferior a 10 kW conectado a baja tensión y que dicha capacidad sumada a la de otras instalaciones de generación en baja tensión o en proceso de conexión no superen el 10% de la potencia nominal del transformador), el plazo es de **5 días hábiles**.
- c) Si la capacidad instalada del equipamiento es mayor a la capacidad instalada permitida, que la capacidad de inyección sea mayor a la inyección de excedentes permitida, o requiere cambio en la capacidad del empalme, el plazo es de **20 días hábiles**. Si el proyecto queda emplazado en pares comuna-Empresa Distribuidora clasificados como de densidad muy baja⁷, entonces el plazo se amplía en 10 días hábiles (llegando a 30 días hábiles). En caso de que la SCR hubiese estado precedida de una solicitud de información y la distribuidora en la respuesta a la SCR señale valores inferiores respecto a la capacidad instalada o inyección de excedentes permitidas a los consignados en la solicitud de información, la Empresa Distribuidora deberá acreditar que las condiciones para la determinación de dichos parámetros han cambiado.

■ ⁷Debe cumplir con lo indicado en la Norma Técnica de Distribución.

d) Para la conexión de Equipamiento de Generación en conjuntos habitacionales, edificios u otros similares, y los que se encuentren conectados al mismo transformador de distribución, podrán presentar de forma conjunta una única SCR para la conexión de sus correspondientes equipamientos de generación. La SCR deberá responderse en 20 días hábiles. En caso que para un proyecto inmobiliario se requieran nuevas redes o realizar modificaciones a las redes de distribución existentes, el plazo será de 40 días hábiles.

Etapas 2: Manifestación de conformidad

La valorización de las actividades necesarias para efectuar la tramitación y conexión del equipamiento de generación deberá ser efectuada por la distribuidora. El usuario deberá manifestar su conformidad en 20 días.

El usuario podrá aumentar o disminuir la capacidad instalada hasta un valor menor o igual a la capacidad instalada permitida y, del mismo modo, podrá aumentar o disminuir la capacidad de inyección hasta un valor menor o igual a la inyección de excedentes permitida, de forma de evitar la ejecución de las obras adicionales, adecuaciones o ajustes que hubiesen sido informados en la respuesta de la SCR. Esto debe informarlo al momento de manifestar su conformidad en un plazo de 5 días.

El usuario tiene 20 días hábiles para manifestar su conformidad en caso que la potencia del equipo de generación sea mayor a 40% de la capacidad instalada permitida. En caso contrario, no es necesario realizar la manifestación de conformidad y puede proceder con la Notificación de Conexión (NC).

Los usuarios podrán formular reclamos ante la Superintendencia, si se acoge el reclamo, la distribuidora deberá responder en 10 días y a partir de la respuesta, el usuario tendrá 10 días para manifestar su conformidad.

En general, el usuario puede manifestar su conformidad con una vigencia de 6 meses (prorrogables por 6 meses más o hasta por 24 meses si el equipamiento de generación no es fotovoltaico ni eólico o si el equipamiento ha sido adquirido con fondos públicos o cuando es equipamiento de generación conjunto) para que el usuario realice la notificación de conexión.

Si se contempla realizar obras adicionales, el plazo para la presentación de la notificación de conexión debe ser acordado con la distribuidora, pero no puede exceder 5 días hábiles del plazo indicado por la distribuidora en la respuesta a la SC.

En el caso que las instalaciones de generación estén destinadas a conjuntos habitacionales, edificios u otros similares, ya sean nuevo o ampliaciones de los mismos, la manifestación de conformidad tendrá una vigencia de 3 años.

En resumen, la vigencia para presentar la Notificación de Conexión (NC) dependerá si se deben realizar obras adicionales, del lugar de instalación del equipamiento de generación (lugar particular o conjunto habitacionales, edificio o similares, nuevos o ampliaciones) y de la tecnología de generación. La Tabla 2 presenta un resumen de dichos plazos.

Tabla 02 Vigencia para presentar la Notificación de Conexión según cada caso	
Casos (depende de la tecnología, obras adicionales, instalaciones)	Vigencia para presentar la Notificación de Conexión
<ul style="list-style-type: none"> ▶ Generación solar o eólica. ▶ No se requieren obras adicionales. ▶ Instalaciones en lugar particular (no en conjunto habitacionales, edificios o similares). 	6 meses prorrogables hasta 6 meses más.
<ul style="list-style-type: none"> ▶ Generación de tecnología diferente a solar o eólica. ▶ No se requieren obras adicionales. ▶ Instalaciones en lugar particular (no en conjunto habitacionales, edificios o similares). 	6 meses prorrogables hasta 24 meses más.
<ul style="list-style-type: none"> ▶ Instalaciones de generación financiadas con fondos públicos. 	6 meses prorrogables hasta 24 meses más.
<ul style="list-style-type: none"> ▶ Instalaciones de generación en conjunto habitacionales, edificios o similares, nuevos o ampliaciones de los mismos. 	El plazo es de 3 años, pero no podrá exceder 6 meses a contar de la recepción definitiva de la obra en la Municipalidad.
<ul style="list-style-type: none"> ▶ Si se requieren obras adicionales. ▶ Instalaciones en lugar particular (no en conjunto habitacionales, edificios o similares). 	El plazo debe ser acordado con la distribuidora, pero no se puede exceder 5 días hábiles el plazo indicado por esta en la SC.

Etapa 3: Instalación e inscripción en la SEC (Declaración TE4)

La instalación debe realizarse por instaladores eléctricos certificados por la Superintendencia o por aquellos profesionales señalados en el decreto N°92, de 1983, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. También, dichos profesionales deberán informar la energización a la Superintendencia una vez concluidas las obras, quienes acreditarán que la instalación cumple con el reglamento y la normativa técnica (Declaración TE4).

Etapa 4: Notificación de Conexión (NC) y firma de contrato

Dentro del plazo vigencia para presentar la NC indicado en la Tabla 2, el usuario deberá presentarla a la distribuidora y deberá acompañar con los siguientes antecedentes: contrato de conexión firmado por el cliente, la dirección, la identificación y clase del instalador eléctrico, la copia de la comunicación de la puesta en servicio realizada por los instaladores autorizados y acreditación de pago de las actividades de tramitación y conexión.

Cuando la NC presente información incompleta o errónea, el usuario deberá corregirla en 5 días. Para generación conjunta, en el caso de solicitarse una corrección al contrato de propiedad conjunta, este plazo será de 10 días.

Etapa 5: Protocolo de conexión

Una vez entregada la NC, la empresa distribuidora efectuará o supervisará la conexión del equipamiento de generación de acuerdo con la norma técnica. La fecha y hora de conexión deberá ser acordada entre las partes y no podrá exceder 5 días respecto a la fecha de entrega de la notificación de conexión. La conexión deberá efectuarse o ser supervisada por la distribuidora dentro de los 10 días siguientes. En caso de que no se realice por el usuario, éste deberá presentar una nueva NC.

En el sitio web de la SEC⁸ se presenta el procedimiento de conexión y puesta en servicio para un generador distribuido.

4.3.2 Procedimiento de conexión de los PMGD

La conexión de un PMGD requiere mayores plazos y un procedimiento algo más complejo para la conexión y puede requerir el financiamiento de estudios técnicos especializados. El procedimiento que se encuentra en la página web de la SEC⁹ se puede diferenciar en las siguientes etapas:

Etapa 0: Opcional. Solicitud de información y respuesta de la distribuidora

Esta etapa es opcional y corresponde a una solicitud de información a la empresa distribuidora a través de la plataforma de la SEC (Formulario N°1). A través de este formulario se deben indicar las características principales del PMGD, incluyendo su punto de conexión, las

⁸Portal Ley Netbilling: https://www.sec.cl/sitio-web/wp-content/uploads/2020/11/Proceso_Ley21118-2018.jpg.png

⁹Procedimiento conexión de PMGD: <https://www.sec.cl/pequenos-medios-de-generacion/>

características principales de la modificación en la conexión y/u operación del PMGD, la identificación del interesado, con indicación domicilio o correo electrónico, la solicitud de información de las instalaciones de la empresa distribuidora, relevantes para el diseño de la modificación en la conexión y/u operación de un PMGD existente.

Luego en un plazo máximo de hasta 15 días desde la recepción de la solicitud, la empresa distribuidora responderá mediante el Formulario N°2 en el que incluirá información técnica solicitada, y adicionalmente deberá adjuntar la nómina de otros PMGD en el alimentador, listado de Estudios Técnicos requeridos para el caso de ser clasificado como PMGD de impacto significativo y listado de los valores de elaboración y revisión de estudios.

Eta**pa 1: Envío de la Solicitud de Conexión a la Red (SCR)**

El interesado debe presentar el Formulario N°3, conocido como Solicitud de Conexión a la Red (SCR) e indicar si desea ser evaluado como un PMGD de Impacto No Significativo (INS)¹⁰.

La SCR debe adjuntar como mínimo los siguientes antecedentes:

- 1)** Individualización del solicitante.
- 2)** Individualización del propietario u operador.
- 3)** Datos de contacto.
- 4)** Ubicación georreferenciada.
- 5)** Documentación asociada al terreno.
- 6)** Documentación de derecho de aprovechamiento de aguas.
- 7)** Declaración jurada indicando que el terreno posee las características necesarias para el emplazamiento del proyecto.
- 8)** Capacidad instalada y capacidad de inyección del proyecto.
- 9)** Características técnicas de acuerdo con la NTCO.
- 10)** Indicar si operará como autoproducción
- 11)** Comprobante de pago del 20% de costos de estudios.
- 12)** Datos para devolución de dinero.
- 13)** Cronograma de ejecución del proyecto.

¹⁰De acuerdo al artículo 86° del D.S. N°88, en caso de que la capacidad instalada del PMGD informada en la SCR sea menor o igual a la capacidad del empalme al cual se conecta y a la Capacidad Instalada para Conexión Expeditiva, y la capacidad de inyección del mismo sea menor o igual a la Capacidad de Inyección para Conexión Expeditiva, se considerará que el PMGD clasifica como de impacto no significativo, pudiendo conectarse mediante un Proceso de Conexión Expeditivo. El Título 2-2 de la NTCO indica la aplicación de estos criterios para la determinar si un PMGD produce o no impactos significativos en la red.

Etapa 2: Declaración de admisibilidad

La empresa distribuidora tiene un plazo de 10 días contados desde la recepción del SCR para declarar admisible la información de acuerdo como se indica en el Formulario N°4. La distribuidora deberá adjuntar la información actualizada de las SCR en tramitación asociadas al mismo alimentador (punto de conexión, la capacidad instalada, la capacidad de inyección y la tecnología de generación, orden de prelación de las SCR y los datos de contacto de los interesados). No podrá ser declarada admisible una SCR que comparta total o parcialmente el polígono de localización.

Asimismo, una vez recibido el SCR la empresa distribuidora podrá solicitar al interesado dentro de 10 días, por única vez, que complemente el SCR. El interesado dispone de 5 días para contestar esta solicitud de información complementaria (Formulario N°5). Posteriormente, la distribuidora tendrá un plazo de 10 días adicionales para declarar la admisibilidad de la SCR (Formulario N°6).

Etapa 3: Respuesta a la Solicitud de Conexión a la Red (SCR)

Dentro de los 10 días siguientes a la declaración de admisibilidad de una SCR, la empresa distribuidora deberá dar respuesta al interesado, mediante el Formulario N°7. La distribuidora deberá actualizar toda la información del Formulario N°1 (Art. 32° del D.S: N°88), además de Nómina de los PMGD que se encuentren operando en la zona adyacente al punto de conexión y un listado de los estudios de conexión para elaborar el Informe de Criterios de Conexión (ICC).

Etapa 4: Conformidad con la respuesta a la Solicitud de Conexión a la Red (SCR)

El interesado deberá notificar su conformidad con la respuesta a la SCR (Formulario N°8) a la distribuidora dentro de los 5 días. En caso de que el interesado no estuviese conforme con la respuesta a la SCR puede solicitar una nueva revisión dentro de 5 días. La distribuidora deberá resolver dentro de los 10 días siguientes, luego de este plazo, el interesado deberá notificar su conformidad con la respuesta a la SCR en 5 días más.

Si el PMGD no es calificado como INS, la empresa distribuidora indicará mediante el Formulario N°8, con esta información y dentro de 5 días hábiles posteriores a la recepción del Formulario N°8, el interesado deberá comunicar a la empresa distribuidora si decide reducir los valores de capacidad instalada y capacidad de inyección declarados en la SCR a un valor igual o menor a los valores de capacidad instalada para conexión expeditiva y capacidad de inyección para conexión expeditiva para clasificar como INS. El interesado que no reduzca los

valores deberá actualizar el cronograma de ejecución de proyecto informando en un plazo de 5 días contado desde la emisión de la respuesta de la SCR.

Asimismo, si los valores de capacidad instalada y capacidad de inyección declarados se encuentran por debajo de los valores de capacidad instalada para conexión expeditiva y capacidad de inyección para conexión expeditiva, el interesado podrá incrementar la capacidad instalada y la capacidad de inyección informados en la SCR hasta los valores de capacidad instalada para conexión expeditiva y capacidad de inyección para conexión expeditiva, respectivamente y mantener la clasificación de su proyecto como INS. En este caso, la distribuidora deberá mantener la clasificación del proyecto como INS, hecho que deberá ser informado mediante una nueva respuesta a la SCR, dentro de los 5 días siguientes a que éste hubiese comunicado su decisión.

Etapa 5: Emisión del Informe de Criterios de Conexión (ICC)

En relación con los estudios de conexión, una vez emitida la respuesta a la SCR, ésta deberá emitir un ICC, el que deberá contener un informe de costos de conexión. En caso de que la distribuidora haya realizado los estudios de conexión, ésta deberá entregar los estudios junto al respectivo ICC. Para proyectos que califican como INS, la distribuidora deberá comunicar el ICC (Formulario N°14) al interesado dentro de los 20 días siguientes a la emisión de la respuesta de la SCR. El ICC deberá además adjuntar el contrato de conexión o modificación del mismo, contrato para la realización de obras adicionales, adecuaciones y ajustes, y el cronograma de ejecución de las obras adicionales, adecuaciones y ajustes. Para proyectos que no califiquen como INS, la distribuidora deberá comunicar el ICC al Interesado (Formulario N°14) dentro de los cinco meses siguientes a la emisión de la respuesta de la SCR.

Una vez emitido el ICC por parte de la distribuidora y en un plazo no superior a 20 días, el Interesado deberá manifestar su conformidad (Formulario N°15) con éste o solicitar modificaciones o aclaraciones, las que deberán ser respondidas dentro de los 20 días siguientes. En este caso, el Interesado deberá manifestar su conformidad con el ICC dentro de los 20 días siguientes, adjuntando el contrato de obras adicionales, adecuaciones y ajustes firmado.

La vigencia del ICC será de 9 meses para proyectos INS, de 12 meses para proyectos que no califiquen como INS con capacidad instalada inferior a 3 MW y de 18 meses para el resto de los proyectos PMGD.

Etapa 6: Declaración en construcción

El interesado deberá acreditar el avance y cumplimiento de los hitos del cronograma de ejecución del proyecto (Formulario N°17), para ello debe presentar antecedentes para acreditar el inicio de tramitación ambiental y permisos sectoriales, y la resolución para acreditar la declaración en construcción del proyecto.

El propietario u operador de un proyecto PMGD declarado en construcción deberá informar a la CNE el cumplimiento del avance de la obra de acuerdo al cronograma (Formulario N°18) y deberá informar toda modificación que altere el cumplimiento del cronograma en un plazo de 15 días.

Etapa 7: Puesta en Servicio y Entrada en Operación

La etapa de puesta en servicio es aquella que se inicia con la interconexión y energización del PMGD, previa autorización del Coordinador y hasta el término de las respectivas pruebas realizadas o supervisadas por la distribuidora.

El propietario u operador del PMGD deberá dar aviso dentro del plazo de vigencia del ICC, al Coordinador, a la CNE y a la Superintendencia de la fecha estimada de interconexión con una antelación mínima de tres meses a la misma.

Con respecto al Coordinador, se deberá presentar la fecha estimada de interconexión y una solicitud de autorización de puesta en servicio (adjunta con la dirección, identificación del punto de conexión, la identificación y clase del instalador eléctrico y copia de la comunicación de la interconexión a la Superintendencia). El Coordinador deberá responder con la autorización dentro de 20 días.

Con respecto a la distribuidora, se deberá presentar una Notificación de Conexión (NC) de acuerdo con el Formulario N°19 y adjuntando lo siguiente:

- a)** Contrato de Conexión.
- b)** La dirección del inmueble.
- c)** La identificación y clase del instalador eléctrico.
- d)** Copia de la comunicación de la interconexión del PMGD realizada por un instalador eléctrico.
- e)** Resolución mensual de la CNE donde figure el PMGD como declarado en construcción.
- f)** Autorización por parte del Coordinador para el inicio de la etapa de puesta en servicio.

Cuando se terminen las obras adicionales y de construcción se deberá fijar un cronograma de puesta en servicio y programar una fecha para el inicio de ésta en acuerdo con la distribuidora (Formulario N°20). Esto deber ser informado al Coordinador y a la CNE con una antelación de 15 días

La interconexión y energización del PMGD deberá efectuarse o supervisarse por la distribuidora (Formulario N°21). Una vez concluida la etapa de puesta en servicio, se deberá enviar al Coordinador los antecedentes que permitan verificar el cumplimiento de los requisitos establecidos en los protocolos de prueba, junto con una declaración jurada de fiel cumplimiento de la normativa vigente. El Coordinador debería emitir su aprobación en un plazo de 20 días.

4.4 Modelos de negocios para el autoabastecimiento

El ahorro de energía eléctrica provisto por generación puede constituir una buena oportunidad de negocios, dependiendo de los patrones de consumo y el recurso primario de generación disponible en la zona, la inversión requerida y el costo de financiamiento, el costo de electricidad de la red y el porcentaje de autoconsumo. Existen 3 modelos de negocios para el autoabastecimiento que se pueden explotar y que son aplicables tanto a generación de pequeña escala acogida a la Ley de Facturación Neta (Netbilling), como a proyectos PMGDs y proyectos sin excedentes a la red y son los siguientes:

- a)** El consumidor compra la planta o equipamiento de generación.
- b)** El consumidor alquila la planta o equipamiento de generación o firma un contrato de leasing.
- c)** Modelo ESCO (Energy Service Company).

A continuación, se describen brevemente cada uno de estos modelos de negocios con sus principales ventajas o desventajas.

4.4.1 Comprar la planta de generación

Bajo este modelo el cliente o usuario de la energía es el dueño y el operador de la planta, por lo tanto, el mismo es el responsable por la producción eléctrica, los equipos y el mantenimiento de la misma. La principal barrera de este modelo de negocio es la inversión inicial requerida. En el caso de los proyectos acogidos a la Ley de Facturación Neta (Netbilling), que están orientados a generación residencial, comercial o la pequeña industria los clientes muchas veces pueden no disponer del capital inicial o simplemente no desean correr el riesgo de la

inversión. En el caso de los PMGD, si está orientado a autoabastecimiento, muchas veces los consumidores no son expertos en el desarrollo de estos proyectos y tampoco quieren correr el riesgo.

En general, el modelo de negocio de comprar la planta o el equipamiento de generación está orientado a empresas con un alto grado de conocimiento del sector eléctrico cuyo principal giro es la venta de energía al sistema y no el autoabastecimiento.

4.4.2 Arrendar la planta de generación o leasing

Bajo un modelo de alquileramiento del equipamiento de generación el cliente paga mensualmente a la empresa dueña del equipamiento. Esta empresa realiza la inversión inicial y es responsable de los equipos, sin embargo, el cliente es responsable por la producción eléctrica. Este modelo de negocio representa menos riesgo que el primer modelo de compra del equipamiento de generación. En el caso de los proyectos acogidos a la Ley de Facturación Neta (Netbilling), que están orientados a generación residencial, comercial o la pequeña industria esto significa un costo mensual adicional que muchas veces es difícil pronosticar si logrará cubrirse con los ahorros de energía.

4.4.3 Modelo ESCO (Energy Service Company)

Energy Service Company o ESCO es un formato de empresa cuyo negocio es conseguir ahorros energéticos. De esta forma, la ESCO realiza las inversiones y las recupera con una fracción de los ahorros económicos que produce al usuario. Este modelo de negocios se vislumbra con un gran potencial de desarrollo pues bajo este marco, es la ESCO la dueña y responsable por el equipo y la producción eléctrica. De esta forma el consumidor prácticamente no toma riesgos de inversión ni operación.

Existen 2 variantes del modelo ESCO, una corresponde a la que la empresa ESCO suministra la energía y por lo tanto, el cliente le compra la energía a un precio menor al que compra en la red, y la otra variante corresponde al modelo en que el ingreso de la ESCO se basa en los ahorros energéticos logrados por el consumidor. Esta última es muy utilizada en los contratos de las empresas que realizan eficiencia energética, pero es menos frecuente en los contratos de las empresas de generación. El modelo de negocio ESCO de suministro de energía es el que ha tomado más fuerza y el que se describe brevemente a continuación.

Bajo el modelo ESCO de suministro de energía se establece un contrato de suministro de energía de largo plazo (10 a 15 años) por un precio por kWh determinado entre la empresa ESCO y el consumidor. A su vez, es la empresa ESCO la encargada de realizar las inversiones, estudios, instalación y mantenimiento del equipamiento de generación. De esta forma la ESCO hace de intermediario entre el consumidor y las empresas de diseño, construcción, proveedores y de operación y mantenimiento y asume todo el riesgo de inversión. El consumidor, propietario del inmueble donde se construirá / instalará el proyecto de generación sólo debe pagar la energía a la ESCO.



Fuente: "Modelo de Negocio para venta de energía generada por planta fotovoltaica para autoconsumo e inyección de excedentes de energía conforme a la legislación chilena". Ministerio de Energía y GIZ.

Anexo 5: Plataformas de información

5.1 Prospección de los recursos

El Ministerio mantiene en forma estable campañas de medición para los recursos eólico y solar en el norte del país. Además, ha implementado plataformas de información que permiten la evaluación indirecta de dichos recursos por medio de herramientas de modelación, bases de datos, información territorial y catastros actualizados de los recursos presentes en el país. Por último, se presentan también en esta sección recursos de información disponible para la estimación de generación hídrica, a través de biomasa y utilizando energía del mar. Además, un nuevo explorador de calefacción.

5.2 Campañas de medición eólica y solar

Este programa de medición de recursos renovables comenzó en el 2006 con la Comisión Nacional de Energía y después en el año 2010 con el Ministerio de Energía. El objetivo es contar con una prospección de energía eólica y solar para conocer mejor las características de estos recursos.

Los resultados de las mediciones han permitido confirmar que el Desierto de Atacama presenta uno de los mayores potenciales solares a nivel mundial, superando por más de 30% los niveles de radiación solar de, por ejemplo, zonas de España con alta presencia de proyectos de generación solar. La radiación global horizontal se encuentra en torno a 7 kWh/m² por día en la mayoría de las estaciones, o 2.600 kWh/m² por año, y la radiación solar directa normal (DNI)¹¹ supera los 3.000 kWh/m² por año.

5.3 Exploradores de Energía eólica y solar

El Ministerio de Energía ha impulsado la aplicación de herramientas de modelación numérica de la atmósfera para fines de caracterización del potencial de ERNC en Chile. Estos esfuerzos, que continúan en la actualidad, han permitido el desarrollo de herramientas interactivas que proporcionan una evaluación indirecta del recurso eólico y solar en la mayor parte del país. Entre ellas están el Explorador de Energía Eólica y el Explorador de Energía Solar, los cuales se encuentran disponibles y de acceso público a través del sitio web del Ministerio¹². Sin

¹¹Calculada por el Instituto Fraunhofer ISE de Alemania.

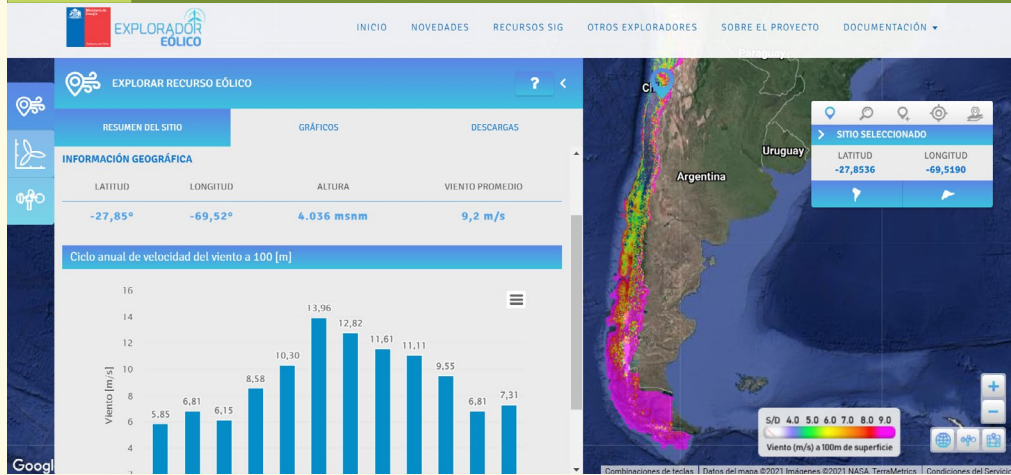
¹²En el siguiente link: <http://exploradores.minenergia.cl/>

perjuicio de la utilidad de esas herramientas para la identificación y evaluación de potenciales zonas para proyectos ERNC, sus resultados deben ser considerados sólo como preliminares e indicativos, y no sustituyen el monitoreo in situ de los parámetros meteorológicos necesarios para la evaluación de factibilidad de ese tipo de proyectos.

El Explorador de Energía Eólica presentado en la Figura 9 resume la información de viento obtenida de simulaciones del comportamiento de la atmósfera desarrolladas con el modelo de Weather Research and Forecasting (WRF), el cual es alimentado con resultados de modelos globales. Las simulaciones contemplan la zona comprendida entre la frontera norte del país y la Región de Magallanes, incluyendo la Isla de Pascua. La primera versión tenía una resolución espacial horizontal de 1 km y de 41 niveles verticales, de los cuales 12 se encuentran dentro de los primeros 200 metros sobre el nivel del suelo, rango útil para la evaluación de proyectos de generación eólica. Estos últimos tienen un espaciamiento variable de entre 5 y 34 metros sobre el nivel de la superficie terrestre. La nueva versión adiciona datos WRF representativos del año 2015 de 1km resolución espacial que se encuentran distribuidos en tan solo 5 dominios espaciales que abarcan desde Arica a Cabo de Hornos. Además, cuenta con una técnica de reconstrucción climatológica que ha sido mejorada que permite obtener mejores y más extensos resultados a nivel horario (periodo 1980-2017). Adicionalmente, tiene herramientas que permiten analizar datos colectados desde estaciones meteorológicas. El Explorador Eólico se organiza en 3 módulos: módulo exploración del recurso eólico destinado a analizar comportamiento del viento modelado en un sitio de interés, módulo de cálculo del aerogenerador destinado a la estimación del rendimiento de generación de un aerogenerador, y módulo de mediciones del recurso eólico destinado al análisis de variables medidas desde estaciones de prospección eólica de iniciativas relacionadas con el Ministerio de Energía.

Figura 09

Explorador Energía Eólica



Fuente: Ministerio de Energía

Web: <http://exploradores.minenergia.cl/>

Por su parte, el Explorador de Energía Solar presentado en la Figura 10 resume los resultados de la estimación de la radiación solar en la mayor parte de Chile, obtenidos de una metodología que utiliza información de satélites que cubren regularmente el país, combinada con la modelación de los procesos en los que la radiación solar es modificada en su paso por la atmósfera. Para ello, primero se calcula la radiación solar en superficie con cielo despejado a partir de un modelo de transferencia radiativa, para posteriormente ajustarla por efecto de su interacción con los distintos tipos de nubes, cuyas características son estimadas a partir de imágenes del satélite geoestacionario GOES West, a través de un modelo empírico basado en la red de observaciones locales de radiación superficial.



Fuente: Ministerio de Energía
 Web: <http://exploradores.minenergia.cl/>

Junto a otras informaciones, el Explorador de Energía Solar ofrece mapas del promedio mensual de la radiación global horizontal. Los datos se generan a partir de modelos atmosféricos y datos satelitales para el período comprendido entre 2004 y 2016⁶, con una resolución espacial de 90 metros. La herramienta permite generar reportes sobre sitios seleccionados que incluyen la caracterización de los ciclos diarios y estacionales de la radiación global horizontal y de la nubosidad observada, y por supuesto, obtener la serie de datos en archivos de texto plano.

5.4 Explorador de derechos de aprovechamiento de aguas no consuntivos

El Ministerio de Energía a partir del año 2014, y en cumplimiento de los compromisos contraídos en la Agenda de Energía, ha implementado el Explorador de Derechos de Aprovechamiento de Aguas No Consuntivos (DAANC), con la finalidad de mantener y operar una plataforma de información actualizada y georreferenciada sobre los derechos de aprovechamiento de aguas no consuntivos concedidos, para uso en hidroelectricidad en las cuencas prioritarias del SEN.

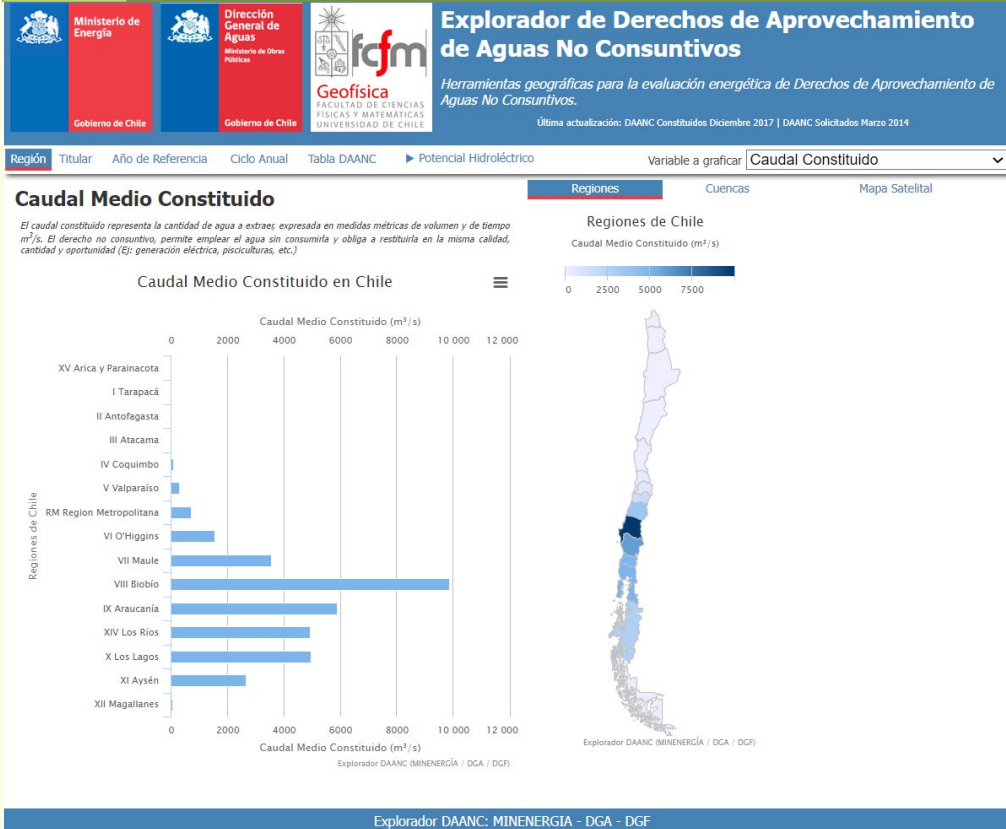
Esta herramienta de información pública, permite identificar y caracterizar zonas en etapas tempranas y prospectivas para iniciativas hidroeléctricas, junto a la visualización espacial de los derechos de aguas, titulares tenedores de los mismos, información histórica, capacidad hidroeléctrica instalada en los sistemas eléctricos, entre otros. Esta plataforma se encuentra disponible en el sitio web del Ministerio¹³.

Una de las aplicaciones más importantes de dicha plataforma, es la actualización anual del potencial hidroeléctrico a nivel país, cuya metodología implementada se basa en la información que otorgan los derechos no consuntivos constituidos, por cuanto éstos representan el volumen de agua que está legalmente disponible para fines de desarrollo hidroeléctrico. La metodología de cálculo se explica en detalle en la página web de la aplicación (Figura 11)

¹³En el siguiente link: <http://ernc.dgf.uchile.cl/Explorador/DAANC2019/>

Figura 11

Explorador de Derechos de Aprovechamiento de Aguas No Consuntivos



Fuente: Ministerio de Energía.

Web: <http://exploradores.minenergia.cl/>

5.5 Explorador de Bioenergía forestal

El Sistema de Información Territorial de CONAF (Ver Figura 12) permite consultar en línea información de las actualizaciones de catastro de vegetación. De esta forma, esta herramienta presenta el más completo mapa nacional de información referencial sobre el potencial de biomasa forestal en Chile. A través de esta herramienta se pueden revisar mapas interactivos para cada región, analizar diferentes capas (camino, hidrografía, cuerpos de agua, áreas silvestres, terrenos agrícolas, praderas y matorrales, bosque nativo, humedales, áreas sin vegetación y una capa de categorización de uso de suelo), realizar operaciones como medir distancias, áreas y descargar cubiertas cartográficas. Además, la herramienta permite acceder a un catálogo de imágenes satelitales que pueden proporcionar información adicional a los mapas ya generados en el sistema.



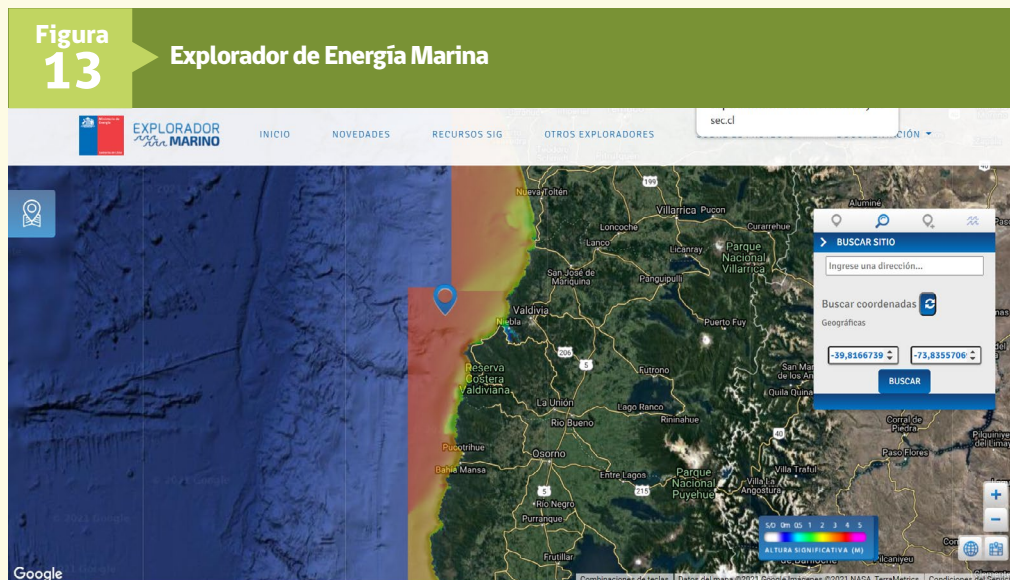
Fuente: Ministerio de Agricultura.

Web: <https://sit.conaf.cl/>

5.6 Explorador Marino

El explorador marino (Ver Figura 13) es una herramienta que permite visualizar y obtener información sobre el recurso energético marino de Chile. Esta información es generada a partir de simulaciones numéricas que cubren el territorio marítimo desde Arica al extremo sur del país. Las simulaciones fueron realizadas usando el modelo Wave Watch III (WWIII) y SWAN (Simulating Waves Nearshore), este último en alta resolución espacial (100 metros). Se simuló la altura, dirección y período de oleaje para un año completo (2010) y los resultados han sido validados con observaciones a lo largo del país.

La herramienta permite generar un reporte para cada ubicación designada por el usuario que presenta la estadística básica del oleaje por cada mes (altura significativa que corresponde a la media de la altura del tercio de las olas más altas en un conjunto de olas, el período medio que corresponde al intervalo de tiempo medio entre dos olas, la potencia de energía por metro cuadrado y la dirección media de propagación). Asimismo, presenta la distribución de frecuencia de la altura significativa de las olas, la gráfica de las series de tiempo horarias de la altura significativa y de la potencia para cada mes, la variabilidad interanual de la altura y la potencia, y la rosa de dirección de propagación de olas para el año completo. Por último, la herramienta permite descargar la serie numérica completa de los datos en formato de texto plano para realizar análisis propios.



Fuente: Ministerio de Energía

Web: <http://exploradores.minenergia.cl/>

5.7 Explorador de Calefacción

El Explorador de Calefacción es una herramienta que busca orientar a los consumidores en cuanto a las distintas alternativas que existen, en consideración de la variabilidad geográfica asociada a los consumos de calefacción, las alternativas más comunes de calefacción que existen, el nivel de confort que proveen, y los costos integrales de implementarlas más allá de la inversión inicial, en consideración de los costos de operación asociados.

La metodología utilizada corresponde a un modelo energético simplificado basado en resultados previos de simulaciones, que integra múltiples bases de datos de rendimientos, precios y variables meteorológicas, y además evalúa el confort que el consumidor obtiene con su solución existente.



Fuente: Ministerio de Energía

Anexo 6: Glosario de términos

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

Término	Definición	Sección donde aparece en la guía
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.	Sección 2.4.2.1 Acceso a la transmisión
Área de influencia común	<p>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:</p> <ol style="list-style-type: none"> 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. <p>Nota: Con la nueva Ley de Transmisión de 2016 (Ley 20.936) este concepto dejará de ser utilizado, pues dado las nuevas definiciones de los segmentos de transmisión y la nueva forma de remuneración no será necesario.</p>	Sección 2.4.2.1 Acceso a la transmisión
Balance de energía	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.	Sección 4.4.2.2 Balance comercial de un generador ERNC

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.	Sección 3.5.1 Potencia de Suficiencia Anexo 3: Potencia de suficiencia
Centro de Despacho Económico de Carga (CDECs)	Denominación antigua del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional (Véase definición de Coordinador)	Sección 2.6.2 El coordinador eléctrico nacional.
Cliente libre	Consumidores cuya potencia conectada es superior a 5 MW y opcionalmente (si el consumidor lo prefiere) cuando supera los 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.	Sección 2.3.2 Cliente libre
Cliente regulado	Consumidores de una potencia conectada igual o inferior a 5 MW, teniendo la posibilidad aquellos de potencia entre 500 kW y 5 MW, y que están ubicados en el área de concesión de una empresa distribuidora, de optar a ser clientes libres.	Sección 2.3.1 Cliente regulado
Cliente bilateral	Contrato directo sólo entre el generador de energía y el consumidor o broker, realizado al margen del parque generador centralizado	Sección 6.2 Las alternativas de comercialización
Coordinador	Una organización independiente financiada por todos los consumidores que no es propietaria de instalaciones y que tiene la responsabilidad de coordinar el sistema para que opere en forma segura y económica.	Sección 2.6.2 El Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional. Mencionado en múltiples secciones a lo largo del libro.
Costo marginal	El costo para el sistema, de proveer una unidad adicional (marginal) de energía, no considerando costos hundidos.	Sección 3.3 El mercado spot

<p>Costo marginal Declaración de puesta en servicio de generadoras residenciales (TE4)</p>	<p>Es un Trámite Eléctrico que permite a los instaladores eléctricos autorizados declarar las instalaciones de energías renovables no convencionales (fotovoltaicas, eólicas, biomasa, etc.) a la SEC y obtener así el certificado TE4.</p> <p>El certificado sirve para ser presentado a la compañía eléctrica de distribución junto con la documentación respectiva, con el objetivo de que ésta pueda realizar la conexión eléctrica del medidor bidireccional, y que el usuario finalmente pueda acogerse a la Ley de Facturación Neta.</p>	<p>Sección 5.2.1 Procedimiento de conexión de los proyectos acogidos a la Ley de Facturación Neta (Netbilling)</p> <p>Anexo 4: Proyectos energéticos de autoabastecimiento integrados a la red de distribución</p>
<p>Despacho económico</p>	<p>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.</p>	<p>Sección 3.3 El mercado spot</p> <p>Sección 4.4.2.1 Despacho y ERNC</p>
<p>Distribuidor</p>	<p>Corresponde a las empresas con concesión en una zona geográfica determinada. Operan y mantienen las instalaciones de distribución.</p>	<p>Sección 2.3.1 Cliente regulado</p> <p>Sección 3.6 Ley de Facturación Neta (Netbilling)</p>
<p>Empresa eficiente/ modelo</p>	<p>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.</p>	<p>Sección 2.3.1 Cliente regulado</p>

Generación distribuida	Fuente de generación de energía eléctrica, conectada directamente al sistema de distribución o bien en instalaciones interiores del usuario.	Sección 3.6 Ley de Facturación Neta (Netbilling) Sección 5.2.1 Procedimiento de conexión de los proyectos acogidos a la Ley de Facturación Neta (Netbilling) Anexo 4: Proyectos energéticos de autoabastecimiento integrados a la red de distribución
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.	Sección 2.4.2.2 Remuneración de la transmisión
ISO	El ISO en el contexto chileno, corresponde al modelo donde el sistema es operado y coordinado por un agente independiente de los generadores y demás participantes del mercado. Difiere del tradicional modelo pool, pues en este último son los generadores o sus representantes los que controlan la operación del sistema.	Sección 3.2 Modelo del mercado eléctrico
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.	Sección 4.3 Definición de medios de generación de ERNC Sección 6.4 Exención de peajes
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.	Sección 3.2 Modelo del mercado eléctrico Sección 6.2 Las alternativas de comercialización
Mercado spot	Mercado para intercambio inmediato de electricidad a costo marginal instantáneo. En el caso de Chile, es cerrado a los generadores.	Sección 3.3 El mercado spot Sección 6.1.1 Comercialización en el mercado spot

O&M	Se refiere a los costos asociados a operación y mantenimiento aplicables a centrales de generación o bien instalaciones de transmisión.	Sección 6.2 Las alternativas de comercialización
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.	Sección 3.2 Modelo del mercado eléctrico
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.	Sección 3.1 Fundamento económico del mercado eléctrico
Peaje	Cargo por uso de las instalaciones de transporte.	Sección 2.4.2.2 Remuneración de la transmisión Sección 6.3 Pago por uso de las redes
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".	Sección 4.3 Definición de medios de generación ERNC
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.	Sección 4.3 Definición de medios de generación ERNC Sección 5.2.2 Conexión a redes de distribución de PMGD Anexo 4: Proyectos energéticos de autoabastecimiento integrados a la red 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.	Sección 3.3 El mercado spot
Polos de desarrollo	Zonas territorialmente identificables en el país, ubicadas en las regiones en las que se emplaza el Sistema Eléctrico Nacional, donde existen recursos para la producción de energía eléctrica proveniente de energías renovables, cuyo aprovechamiento, utilizando un único sistema de transmisión, resulta de interés público por ser eficiente económicamente para el suministro eléctrico.	Sección 2.4.1 Sistemas de transmisión
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.	Sección 3.2 Modelo del mercado eléctrico Sección 3.3 El mercado spot
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.	Concepto general
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.	Sección 3.5.1 Potencia de suficiencia Sección 4.4.2 Reconocimiento de potencia de suficiencia a centrales ERNC Sección 6.1.2 Venta de potencia en el mercado spot Anexo 3 Potencia de suficiencia
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.	Sección 2.3.1 Cliente regulado Sección 3.2 Modelo del mercado eléctrico

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.	Sección 3.2 Modelo del mercado eléctrico Sección 6.2.1 Alternativa 1: Venta de energía y potencia en el mercado spot
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.	Concepto general
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.	Sección 3.5 Suficiencia y seguridad del sistema eléctrico
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 137º.	Sección 3.5 Suficiencia y seguridad del sistema eléctrico Sección 6.5 Servicios complementarios y ERNC
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.	Concepto general

Anexo 7: Links a las principales leyes, reglamentos y normas del sector eléctrico

Se presentan a continuación los links a las principales leyes, reglamentos y normas del sector eléctrico donde se encuentran las versiones más actualizadas de los mismos.

Ley	Link
Decreto con Fuerza de Ley No 4, Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE)	http://bcn.cl/1uy1n
Ley 19.940 de 2004 (Ley Corta I)	http://bcn.cl/1v19t
Ley 20.018 de 2005 (Ley Corta II)	http://bcn.cl/1uyd9
Ley 20.220 de 2007 Para Resguardar la Seguridad del Suministro a los Clientes	http://bcn.cl/1xnvo
Ley 20.257 de 2008 (Ley ERNC I)	http://bcn.cl/1uw25
Ley 20.402 de 2009 (Crea el Ministerio de Energía)	http://bcn.cl/1v09a
Ley 20.571 de 2012 (Ley de Facturación Neta)	http://bcn.cl/1v0bx
Ley 20.701 de 2013 (Agiliza el otorgamiento de Concesiones Eléctricas)	http://bcn.cl/1v5p9
Ley 20.698 de 2013 (Ley ERNC II)	http://bcn.cl/1uyc4
Ley 20.720 de 2013 (Ley de quiebras)	http://bcn.cl/1uvtk
Ley 20.726 de 2014 (Interconexión de sistemas eléctricos)	http://bcn.cl/1z4yu
Ley 20.805 de 2015 (Perfecciona el sistema de licitaciones reguladas)	http://bcn.cl/1vm95
Ley 20.897 de 2016 (Franquicia tributaria respecto de sistemas solares térmicos y beneficio de alzamiento de suspensión de obras para proyectos ERNC)	http://bcn.cl/1w2do
Ley 20.928 de 2016 (Ley de Equidad Tarifaria)	http://bcn.cl/1w9b2
Ley 20.936 de 2016 (Ley de Transmisión y Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional)	http://bcn.cl/1z4yy
Ley 21.185 de 2019 (Ley de Precio Estabilizado a Cliente Regulado)	https://www.bcn.cl/ley-chile/navegar?idNorma=1138181
Ley 21.194 de 2019 (Ley Corta de Distribución)	https://www.bcn.cl/ley-chile/navegar?idNorma=1140301

Reglamento	Link
Decreto Supremo N°327 de 1997 (Reglamento LGSE)	http://bcn.cl/1uz8k
Decreto Supremo N°88 de 2020 (Reglamento PMGD)	https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1150437&idVersion=2020-10-27&idParte=10166021
Decreto Supremo N°62 de 2006 (Reglamento potencia de suficiencia)	https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1153949=250604
Decreto Supremo N°113 de 2019 (Reglamento Servicios Complementarios)	https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1129970&idParte=10010150&idVersion=2020-01-01
Decreto Supremo N°86 de 2012 (Reglamento para fijación de precio de nudo)	http://bcn.cl/1wxtu
Decreto Supremo N°114 de 2012 (Concesiones geotérmicas)	http://bcn.cl/1vwlv
Decreto Supremo N°57 de 2019 (Reglamento Ley Facturación Neta)	https://energia.gob.cl/sites/default/files/publicacion_decreto_57_de_2019_0.pdf
Decreto Supremo N°125 de 2019 (Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional)	https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1140253&idParte=10083689&idVersion=2019-12-20

Las últimas normas técnicas pueden ser descargadas del sitio web de la Comisión Nacional de Energía (CNE) a través del siguiente link:

<https://www.cne.cl/normativas/electrica/normas-tecnicas/>

Noviembre, 2021



<http://www.minenergia.cl/mercadoernc/>

