



Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno

Non-Conventional Renewable Energy in the Chilean Electricity Market

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

Non-Conventional Renewable Energy
in the **Chilean Electricity Market**

LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN EL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO

NON-CONVENTIONAL RENEWABLE ENERGY IN THE CHILEAN ELECTRICITY MARKET

Publicado por/Published by:

Proyecto Energías Renovables
No Convencionales (CNE/GTZ)

Comisión Nacional de Energía (CNE)

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

**Deutsche Gesellschaft für
Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH**

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

Coordinación/Coordination:

Christian Santana, CNE
Trudy Könemund, GTZ

Autores/Authors:

Dr. Rodrigo Palma Behnke
Guillermo Jiménez Estévez
Ignacio Alarcón Arias

Consultores/Consultants:

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

Diseño y diagramación/Design and layout:
Hernán Romero D.

Impresión y encuadernación/Printing and binding:
ByB Impresores

ISBN: 978-956-8066-05-5

Santiago de Chile, octubre/October 2009

**LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES
EN EL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO**

**NON-CONVENTIONAL RENEWABLE ENERGY
IN THE CHILEAN ELECTRICITY MARKET**

Comisión Nacional de Energía
National Energy Commission



Cooperación técnica alemana
German Technical Cooperation



Cooperación Intergubernamental
Chile - Alemania
Chile – Germany
Intergovernmental Cooperation



Aclaración

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

Disclaimer

This publication was commissioned by the “Non-Conventional Renewable Energy” programme implemented by the Comisión Nacional de Energía (CNE) and Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH. However, any reference to a company, product, brand, manufacturer or similar shall under no circumstances be regarded as a recommendation by the Government of Chile or by GTZ. Partial or total reproduction is authorized on condition that the reference is quoted.

Marco para el desarrollo de las Energías Renovables No Convencionales

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

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

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

Framework for the development of Non-Conventional Renewable Energy

Over the past few years, conditions for the development of non-conventional renewable energy in Chile have improved significantly. Through a combined effort, involving the contribution of Government, Parliament, civil society, electricity companies, academia and international cooperation, we have laid the basis for the development of this type of energy in our country. Key to this effort has been the passing of laws, the creation of instruments for direct support to investment, better information on our renewable resources, the implementation of investment projects and the establishment of a national debate about the importance of a diversified energy mix, about Chile's possibilities to achieve this diversification and the role non-conventional renewable energy has to play in the near future.

Although there is still much to be done, the fruits of this effort can already be seen. By early 2009, non-conventional renewable energy projects representing more than 1.600 MW had already been approved, or were being processed by the environmental impact assessment system. In addition, practically all the electricity generators in Chile are presently developing or evaluating projects with these characteristics; new companies have been created exclusively to implement this type of initiative, and we know of a significant number hoping to soon follow suit.

By the end of President Michelle Bachelet's administration, in a period of only four years, we will have doubled the installed capacity of non-conventional renewable energy that existed at the beginning of this period.

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

En concordancia con lo anterior, nos hemos abocado a eliminar las barreras que limitan el desarrollo de los medios de generación renovables no convencionales, sean éstas comunes a todas las fuentes de energía o específicas a alguna de ellas, de modo que puedan materializarse aquellos proyectos competitivos con las formas tradicionales de generación. Además, para aquellas tecnologías que aún no son competitivas en Chile, estamos creando las condiciones para que cuando sean competitivas puedan desarrollarse normalmente en el país.

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

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

All our actions have been guided by our country's energy policy, which includes the promotion of efficient energy development that is compatible with a secure supply of energy, along with environmental sustainability and equal access to energy. These are all aspects where renewable energy can undoubtedly make a contribution.

We have removed the barriers that restrict the development of non-conventional renewable energy technology, including those that are common to all sources of energy or specific to some, so that projects can be competitive with traditional generation methods. In addition, for those technologies that are not yet competitive in Chile, we are creating the conditions for their development once they become competitive.

For this purpose, we have improved the regulation of the electricity market to take into account the characteristics of non-conventional renewable energy technology, and to create the necessary incentives to accelerate its incorporation into the electricity system. We have thereby reduced the uncertainty associated with the introduction of new technologies into a power generation market that is as open and competitive as ours.

We trust this document will improve the understanding of the regulatory framework that is being designed to promote the development of non-conventional renewable energy projects in Chile, and that the process will lower the knowledge barrier that national and international non-traditional investors may face in executing this type of project in our country.

Marcelo Tokman Ramos

Ministro Presidente/Minister President

Comisión Nacional de Energía/National Energy Commission

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 regulatorio asociado ha sido perfeccionado a través de los años, manteniendo su definición original de un sistema operado a mínimo costo global.

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

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

El presente documento tiene como propósito contribuir a este proceso, entregando un análisis de distintos aspectos relevantes para el desarrollo de proyectos de ERNC desde la visión de un inversio-

Foreword

Following the approval of the General Law of Electricity Services (Ley General de Servicios Eléctricos - LGSE) in 1982, Chile laid the basis for the creation of a competitive electricity system that was pioneering at international level. The associated regulatory framework has been improved over the years, maintaining its original goal as a system operated at a minimum global cost.

The changes introduced to the LGSE, which became official in March 2004 through Law 19.940, modify several aspects of the electricity market affecting all generators by introducing elements especially applicable to Non-Conventional Renewable Energy (NCRE). Likewise, Law 20.257 that came into force on April 1, 2008, made it mandatory for electricity companies selling directly to final customers to incorporate a certain percentage of NCRE into the electricity they trade. This law, passed unanimously during its final legislative debate, consolidates the efforts of the Chilean State to remove barriers to the incorporation of NCRE into the national power mix, thereby contributing to the objectives of supply security and environmental sustainability that govern Chile's energy policy.

The laws and regulations associated with this process have translated into price signals and business models which are taken into account by decision makers in the electricity market. These signals are also perceived by potential investors in NCRE projects - by those already present in the national electricity market and by new investors. This has resulted in the development of NCRE projects in the national electricity systems.

The aim of this document is to contribute to this process, providing an analysis of relevant aspects of the development of NCRE projects from the perspective of an investor or project developer,

nista o desarrollador de proyecto, tanto extranjero como nacional, que no necesariamente posee un conocimiento detallado del mercado eléctrico chileno. El foco del análisis está en el proceso de integración y operación en el mercado de las ERNC, sin profundizar en aspectos de evaluación del potencial de los recursos naturales, selección de tecnologías y esquemas de financiamiento. La publicación busca servir como base conceptual y guía para inversionistas, desarrolladores de proyectos y otros interesados.

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

foreign and national, who may not necessarily have detailed knowledge of the Chilean electricity market. The analysis focuses on the process of integration and operation of NCRE in the market, without delving in great depth into aspects such as the evaluation of natural resource potential, technology selection, or financing schemes. This publication aims to be a guide and provide a conceptual basis for investors, project developers and other interested parties.

To better understand the unique characteristics of the Chilean electricity market, contrasts are made with other international markets. Specific annexes provide details of the different issues discussed.

Índice/Index

Abreviaturas/Acronyms	16
1 Introducción/Introduction	19
1.1 Motivación y justificación/Motivation and justification.....	21
1.2 Objetivo y alcance/Objectives and scope	22
1.3 Estructura del documento/Structure of the document	23
2 Descripción general del sector eléctrico chileno/General description of the Chilean electricity sector	25
2.1 Desarrollo energético/Energy development	27
2.2 Sistemas eléctricos/Electricity systems	29
2.3 Oferta de energía eléctrica/Supply of electricity.....	32
2.3.1 Capacidad instalada/Installed capacity	32
2.3.2 Energía generada/Production of electricity	34
2.4 Consumo y clientes/Consumption and customers.....	34
2.4.1 Cliente regulado/Regulated customer.....	37
2.4.2 Cliente libre/Non-regulated customer	39
2.5 Sistemas de transmisión y distribución/Transmission and distribution systems.....	39
2.5.1 Sistemas de transmisión/Transmission systems	39
2.5.2 Tratamiento reglamentario/Regulatory treatment.....	45
2.5.3 Sistemas de distribución/Distribution systems	47
2.6 Marco institucional del sector eléctrico/Institutional framework of the electricity sector	47
2.6.1 Comisión Nacional de Energía (CNE)/National Energy Commission (CNE)	48
2.6.2 Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)/Superintendency of Electricity and Fuels (SEC)	49
2.6.3 Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA)/National Environmental Commission (CONAMA)	50
2.6.4 Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC)/Economic Load Dispatch Centres (CDEC).....	51
2.6.5 Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos/Panel of Experts of the General Law of Electricity Services	53
2.6.6 Tribunal de Defensa de la Libre Competencia/Tribunal for the Defence of Free Competition	53
2.6.7 Resolución de conflictos/Conflict resolution	54
3 Funcionamiento del mercado eléctrico chileno/Operation of the Chilean electricity market	55
3.1 Fundamento económico del mercado eléctrico/Economic framework of the electricity market.....	57
3.2 Modelo del mercado eléctrico/Model of the electricity market	59
3.3 El mercado spot/The spot market	61
3.4 Mercado de contratos/Contract market	65
3.5 Servicios complementarios/Ancillary services	66

4	Las ERNC en el mercado eléctrico chileno/NCRE in the Chilean electricity market.....	69
4.1	Contexto general de las ERNC/General context of NCRE	71
4.2	Descripción general de etapas de desarrollo de proyectos ERNC/General description of NCRE project development stages.....	72
4.3	Definición de medios de generación de ERNC/Definition of NCRE generators	74
4.4	El marco regulatorio para las ERNC/The regulatory framework for NCRE.....	76
4.5	Ley de Energías Renovables No Convencionales (Ley 20.257)/Law on Non-Conventional Renewable Energy (Law 20.257)	78
5	Integración de las ERNC al mercado/Market integration of NCRE	81
5.1	Alternativas de integración a un sistema eléctrico/Alternatives of integration into an electricity system	84
5.2	Tramitación de permisos técnicos/Processing technical permits	85
5.2.1	Conexión a redes de distribución/Connection to distribution networks	85
5.2.2	Conexión al sistema de transmisión/Connection to the transmission system	89
5.3	Costos de conexión/Connection costs.....	90
5.3.1	Costos de conexión a redes de distribución/Connection costs to distribution networks.....	91
5.3.2	Costos de conexión a un sistema de transmisión/Connection costs to a transmission system.....	93
6	Operación comercial en el mercado/Commercial market operation.....	95
6.1	Descripción general de alternativas de comercialización/General description of commercialization alternatives.....	98
6.1.1	Venta de energía en el mercado spot/Sale of energy in the spot market	100
6.1.2	Venta de potencia en el mercado spot/Sale of capacity in the spot market.....	101
6.1.3	Mercado de contratos/Contract market.....	102
6.1.4	Cuotas de ERNC/NCRE portfolio standard.....	102
6.2	Las alternativas de comercialización/Commercialization alternatives	102
6.2.1	Alternativa 1: Venta de energía y potencia en el mercado spot/Option 1: Sale of energy and capacity in the spot market.....	102
6.2.2	Alternativa 2: Combinación entre mercado spot y contrato con un cliente libre/Option 2: Combination between spot and contract market with non-regulated customers	104
6.2.3	Alternativa 3: Combinación entre mercado spot y mercado de contratos con clientes regulados/Option 3: Combination of spot and contract market with regulated customers.....	104
6.2.4	Alternativa 4: Contrato directo con empresa de generación/Option 4: Direct contract with a generation company.....	105
6.2.5	Alternativa 5: Fuera de mercado mayorista (contrato directo con empresa distribuidora)/Option 5: Outside the wholesale market (direct contract with a distribution company).....	105
6.3	Pago por uso de las redes (peajes)/Payment for the use of networks (transmission charges)....	106
6.3.1	Pago de peajes por uso del sistema de transmisión troncal/Payment of transmission charges for use of the main transmission system	106
6.3.2	Pago de peajes por uso del sistema de subtransmisión/Payment of transmission charges for the use of the sub-transmission system.....	106
6.3.3	Pago de peajes por uso del sistema de distribución/Payment of transmission charges for the use of the distribution system.....	106
6.4	Exención de peajes/Exemption from transmission charges	107
6.5	Servicios complementarios y ERNC/Ancillary services and NCRE	108

7 Anexos/Annexes

Anexo 1: Texto de la Ley 20.257 para el desarrollo de las ERNC/Annex 1: Text of Law 20.257 for the development of NCRE.....	111
Anexo 2: Proyectos ERNC en evaluación ambiental/Annex 2: NCRE projects undergoing environmental assessment.....	117
Anexo 3: Marco regulatorio del sector eléctrico (énfasis en ERNC)/Annex 3: Regulatory framework of the electricity sector (focussed on NCRE).....	119
3.1 Leyes/Laws.....	120
3.1.1 Decreto con Fuerza de Ley N° 4, Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE)/Law Decree No. 4, General Law of Electricity Services (LGSE) ...	120
3.1.2 Ley 19.940 (Ley Corta I)/Law 19.940 (Short Law I)	120
3.1.3 Ley 20.018 (Ley Corta III)/Law 20.018 (Short Law II).....	122
3.1.4 Ley 20.257 (Ley ERNC)/Law 20.257 (NCRE Law)	122
3.1.5 Ley 20.220 Para Resguardar la Seguridad del Suministro a los Clientes Regulados y la Suficiencia de los Sistemas Eléctricos/Law 20.220 To Safeguard the Security of Supply to Regulated Customers and the Adequacy of Electricity Systems.....	122
3.2 Reglamentos/Regulations	123
3.2.1 Decreto Supremo N° 327/Supreme Decree No. 327.....	123
3.2.2 Decreto Supremo N° 244/Supreme Decree No. 244.....	123
3.2.3 Decreto Supremo N° 62/Supreme Decree No. 62.....	124
3.3 Normativa técnica/Technical regulation.....	124
3.3.1 Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSCS)/Technical Regulation on Security and Service Quality (NTSCS)	124
3.3.2 Norma Técnica de Conexión y Operación (NTCO) de PMGD en media tensión/Technical Regulation on Connection and Operation (NTCO) of medium voltage PMGD.....	125
3.4 Otros/Others	125
3.4.1 Decreto Supremo N° 26/Supreme Decree No. 26.....	125
3.4.2 Decreto No 99 / N° 188/Decree No. 99 / No. 188	125
Anexo 4: Aspectos de funcionamiento del mercado/Annex 4: Market operation aspects.....	127
4.1 Despacho/Dispatch.....	127
4.2 Remuneración de la generación – energía/Remuneration of generation – energy	129
4.3 Potencia firme (metodología actual)/Firm power (present methodology).....	131
4.4 Potencia de suficiencia (metodología D.S. 62, futura)/Adequacy power (methodology D.S. 62, future)	132
Anexo 5: Glosario de términos/Annex 5: Glossary of terms.....	137
Anexo 6: Referencias bibliográficas adicionales/Annex 6: Additional bibliographical references	143

Figuras/Figures

Figura 1: Oferta de energía primaria 2007/Supply of primary energy 2007	27
Figura 2: Generación eléctrica por fuente 2007/Electricity generation by source 2007	28
Figura 3: Capacidad instalada por tecnología de generación 2007/Installed capacity by generation technology 2007	28
Figura 4: Consumo de energía eléctrica por sector de la economía 2007/Electricity consumption by economic sector 2007	29
Figura 5: Capacidad instalada por sistema eléctrico 2008/Installed capacity by electricity system 2008.....	32
Figura 6: Capacidad instalada y reserva en el SIC/Installed and reserve capacity in the SIC	33
Figura 7: Capacidad instalada y reserva en el SING/Installed and reserve capacity in the SING.....	33
Figura 8: Demanda de energía eléctrica y crecimiento/Electricity demand and growth.....	35
Figura 9: Tendencia internacional de consumos/International consumption trends	35
Figura 10: Crecimiento de la demanda bruta mensual SIC 2007-2008/Growth in gross monthly demand SIC 2007-2008	36
Figura 11: Componentes de la tarifa a cliente regulado/Components of the regulated customer tariff.....	38
Figura 12: Sistema interconectado SIC/Interconnected system SIC.....	40
Figura 13: Sistema interconectado SING/Interconnected system SING	41
Figura 14: Clasificación de los sistemas de transporte/Classification of the transportation systems.....	42
Figura 15: Segmentos del sistema de transporte/Segments of the transportation system	43
Figura 16: Sistema de transmisión troncal SIC/Main transmission system SIC.....	44
Figura 17: Remuneración de los sistemas de transmisión/Remuneration of the transmission systems.....	46
Figura 18: Sector eléctrico e instituciones/Electricity sector and institutions.....	48
Figura 19: Equilibrio financiero en el modelo marginalista/Financial balance in the marginal model.....	58
Figura 20: Mercado mayorista chileno/Chilean wholesale market	60
Figura 21: Concepto de remuneración en el mercado eléctrico/Remuneration concept in the electricity market	62
Figura 22: Transferencias de potencia en el mercado spot/Transfer of capacity in the spot market	64
Figura 23: Etapas de desarrollo de un proyecto ERNC/Development stages of a NCRE project	72
Figura 24: Clasificación de medios de generación renovables no convencionales/Classification of non-conventional renewable generators.....	75
Figura 25: Cronología del proceso normativo/Chronology of the regulatory process.....	77
Figura 26: Exención del peaje troncal para medios de generación no convencional en función del excedente de potencia/Main charge exemption for non-conventional generators as a function of installed capacity.....	77
Figura 27: Obligaciones anuales establecidas en la Ley 20.257/Annual obligations established in Law 20.257	78
Figura 28: Mecanismo de acreditación de excedentes para unidades hidráulicas/Mechanism to accredit surplus for hydraulic units	80
Figura 29: Etapas de integración al mercado/Market integration stages.....	83
Figura 30: Normativa aplicable en función del sector de conexión/Applicable regulation based on the connection sector	84

Figura 31: Procedimiento de conexión y puesta en servicio de un PMGD/Connection procedure and commissioning of a PMGD.....	87
Figura 32: Elementos constitutivos de la operación en el mercado/Factors that constitute operation in the market.....	97
Figura 33: Alternativas de interacción comercial de ERNC/Commercial options for NCRE.....	99
Figura 34: Esquema de tratamiento de energías renovables según pagos por capacidad/Treatment of renewable energy in payments for capacity.....	101
Figura 35: Cronología de la regulación del sector eléctrico/Chronology of the regulation of the electricity sector.....	119
Figura 36: Estructura del mercado mayorista en Chile/Structure of the wholesale market in Chile.....	127
Figura 37: Evolución de costo marginal y precio de nudo para el caso del SIC/Evolution of the marginal cost and nodal price in the case of the SIC.....	130
Figura 38: Enfoque metodológico de la potencia de suficiencia del D.S. 62/Methodological approach of adequacy power of D.S. 62.....	133

Tablas

Tabla 1: Capacidad instalada por sistema 2007 (en MW)/Installed capacity (in MW) by system 2007	31
Tabla 2: Líneas de transmisión SIC desde 66 kV (2006)/SIC transmission lines, 66 kV and above (2006).....	40
Tabla 3: Líneas de transmisión SING desde 66 kV (2006)/SING transmission lines, 66 kV and above (2006).....	41
Tabla 4: Estudios de impacto ambiental aprobados para proyectos ERNC/Environmental impact studies approved for NCRE projects.....	117

Abreviaturas/Acronyms

CDEC	Centro de Despacho Económico de Carga/Economic Load Dispatch Center (Independent System Operator (ISO) and Market Operator)
Cmg	Costo marginal/Marginal cost (MC)
CONAMA	Comisión Nacional del Medio Ambiente/National Environmental Commission
COREMA	Comisión Regional del Medio Ambiente/Regional Environmental Commission
CNE	Comisión Nacional de Energía/National Energy Commission
CORFO	Corporación de Fomento de la Producción/Chilean Economic Development Agency
DFL	Decreto con fuerza de Ley/Decree with the force of law
D.S.	Decreto Supremo/Supreme Decree
EDE	Empresa distribuidora de electricidad/Electricity Distribution Company
ERNC	Energías Renovables No Convencionales/Non-Conventional Renewable Energy (NCRE)
FP	Factor de planta/Plant factor
GEI	Gases de efecto invernadero/Greenhouse gases
GNL	Gas natural licuado/Liquid natural gas
GTZ	Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit GmbH Sociedad Alemana de Cooperación Técnica/German Agency for Technical Cooperation
ICC	Informe de criterios de conexión/Connection criteria report
IFOR	Tasa de fallas forzada del generador/Forced outage rate of generator i
kW	kilowatt/kilowatt
kWh	kilowattthora/kilowatt hour
LGSE	Ley General de Servicios Eléctricos/General Law of Electricity Services
LOLP_{DM}	Probabilidad de pérdida de carga en demanda máxima/Loss-of-load probability at maximum demand
MGNC	Medio de Generación No Convencional/Non-Conventional Generator
MP	Margen de potencia/Power margin
MRT	Margen de reserva teórico/Theoretical reserve margin
MT	Media tensión/Medium voltage
MW	Megawatt/Megawatt
MWe	Megawatt eléctrico/Megawatt electric
MWh	Megawattthora/Megawatt hour
MV	Megavolt/Megavolt
MVA	Megavoltamperio/Megavolt ampere
NSEC4	Norma Técnica de Instalaciones de Consumo en Baja Tensión/Technical standard for facilities connected at low voltage level
NTCO	Norma Técnica sobre Conexión y Operación de Pequeños Medios de Generación Distribuidos en Instalaciones de Media Tensión/Technical standard for connection and operation for small distributed generators at medium voltage
NTSCS	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Suministro/Technical standard for security and quality of supply (Grid code)
O&M	Operación y mantenimiento/Operation and maintenance
PM	Potencia máxima/Maximum power
PMG	Pequeño Medio de Generación/Small Generator
PMGD	Pequeño Medio de Generación Distribuido/Small Distributed Generator

PN	Precio de nudo/Nodal price
RME	Resolución Ministerial Exenta/Ministry Resolution
SCR	Solicitud de Conexión a la Red/Network Connection Application
S/E	Sub-estación/Substation
SEC	Superintendencia de Electricidad y Combustibles/Superintendency of Electricity and Fuels
SEIA	Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental/Environmental Impact Evaluation System
SD	Sistema de distribución/Distribution System
SIC	Sistema Interconectado Central/Central Interconnected System
SING	Sistema Interconectado del Norte Grande/Northern Interconnected System
Spot_g	Precio spot generador/Generator spot price
Spot_l	Precio spot consumo/Load spot price
SSCC	Servicios complementarios/Ancillary Services
UTM	Unidad Tributaria Mensual/Monthly tax inflation index
VAD	Valor Agregado de Distribución/Added Value of Distribution

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

Non-Conventional Renewable Energy
in the **Chilean Electricity Market**

1



Introducción
Introduction

1 Introducción

1.1 Motivación y justificación

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

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

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

Las leyes, reglamentos y normas asociados a este proceso se han traducido en señales de precio y po-

1 Introduction

1.1 Motivation and justification

The structural change observed worldwide in the ownership and management of the electricity industry has acquired a special impetus since the second half of the 1990's. Chile pioneered the introduction of competition in the generation segment and in separating the functions of electricity generation, transmission and distribution. In 1982 DFL No. 1/1982 was approved, introducing competition and privatization in the Chilean electricity sector. A minimum global cost operation model was established, and generation companies were encouraged to freely enter into supply contracts with non-regulated customers and distribution companies (regulated customers).

For more than 20 years the Chilean electricity market has been steadily improved through additional regulations and rules. Changes to the LGSE, made official in March 2004 through Law 19.940, modify several aspects of the market affecting all generators by introducing new elements especially applicable to non-conventional renewable energy (NCRE). It is noteworthy that small generators now can participate in the electricity market. Moreover, there exists a partial or total exemption of transmission charges for small scale NCRE.

Likewise, Law 20.257 came into force on April 1, 2008, obliging all electricity companies selling energy to final customers to assure that a given percentage of the energy they sell comes from NCRE. The power company unable to comply with this obligation must pay a fee for each megawatt hour short of its obligation.

The laws, rules and regulations associated with this process send price signals and suggest possible

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

1.1 Objetivo y alcance

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

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

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

business models that are taken into account by decision makers in the electricity market. These signals, together with price increases of fossil fuels in the international markets, are also perceived by possible investors in NCRE projects - by those already present in the national electricity market and by new investors. This has resulted in the dynamic development of NCRE projects in the national electricity systems.

1.2 Objectives and scope

Due to the unique characteristics of the Chilean electricity market and the regulatory changes associated with NCRE, there is a need to produce a publication about the Chilean electricity market from the perspective of non-conventional renewable energy.

The aim of this document is to contribute to the process described in the previous section, providing an analysis of relevant aspects of the development of NCRE projects from the perspective of foreign and national investors. The intention is to provide a description and comprehensive analysis of the Chilean electricity market and provide guidance on the legal and regulatory framework, business opportunities, obligations and risks associated with a participation in the market, as well as operational aspects, including costs and returns. It should be noted that the document does not delve in great depth into aspects such as the evaluation of natural resource potential, technology selection, or financing schemes. Likewise, it is important to clarify that the scope of this document includes the integration and operation of NCRE in the two major interconnected systems in Chile, SIC and SING, since the other smaller systems operate under a different economic regime.

Thus, this study intends to advise potential NCRE project developers and other interested parties who do not necessarily have much knowledge of the operation of the Chilean electricity sector.

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

1.3 Estructura del documento

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

Detalles de los temas tratados en los primeros capítulos se incorporan en anexos específicos de este documento.

To better understand the unique characteristics of the Chilean electricity market, the market criteria and designs developed in Chile are contrasted with those used internationally.

1.3 Structure of the document

Chapter 2 presents a general description of the Chilean electricity sector, considering aspects such as its historical development, and the regulatory and institutional framework. Chapter 3 provides a description of the operation of the Chilean electricity market, including its economic design and the technical elements to be considered. Chapter 4 describes the different development stages of an NCRE project, taking into account the different aspects that need to be considered at each stage. This chapter sets out the scope of issues discussed in detail in the document. Chapter 5 is an analysis of the aspects to be considered in incorporating NCRE to the market, including the technical, economic and regulatory aspects. Chapter 6 describes the operation of this type of project in the market, outlining alternative business models, transmission and distribution charge payments, as well as charge exemptions. It also includes ancillary services regarding NCRE.

Details regarding the subjects discussed in the first chapters are incorporated in specific annexes to this document.

2



Descripción general del sector eléctrico chileno

General description of the Chilean electricity sector

2 Descripción general del sector eléctrico chileno

2.1 Desarrollo energético

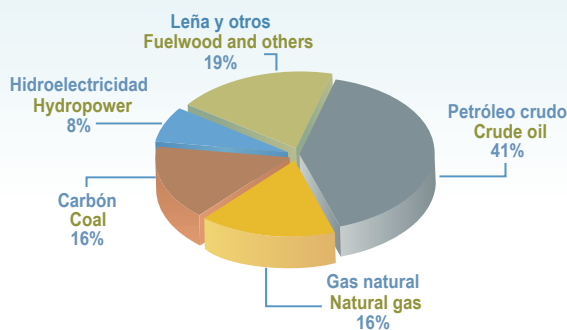
La oferta de energía primaria en Chile, para el año 2007, alcanzó los 301.381 GWh. Dicha oferta es cubierta por cinco energéticos fundamentales que son: petróleo crudo, gas natural, carbón, hidroelectricidad, leña y otros recursos. La Figura 1 muestra la composición de la matriz de oferta de energía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

2 General description of the Chilean electricity sector

2.1 Energy development

In 2007, primary energy supply in Chile totalled 301.381 GWh. This supply came from five primary energy sources: crude oil, natural gas, coal, hydroelectricity, biomass and other resources. Figure 1 shows the sources of primary energy supply for 2007.

Figura 1: Oferta de energía primaria 2007
Supply of primary energy 2007



Fuente/Source: CNE

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

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

The generation of electricity during 2007 can be broken down into 38% from hydroelectric power plants, 10% from natural gas, 26% from coal, 22% from fuel oil and 3.1% from non-conventional renewable energy (small hydro, biomass and wind). Total generation in 2007 was 55.914 GWh. Details are illustrated in Figure 2.

The installed capacity in 2007, broken down by generation technology, was the following: 37% hydroelectric power plants, 36% gas-fired power plants, 17% coal-fired power plants, 7% diesel-powered and 3.1% using non-conventional renewable energy (biomass, wind and small hydro). This is illustrated in Figure 3.

Figura 2: Generación eléctrica por fuente 2007
Electricity generation by source 2007

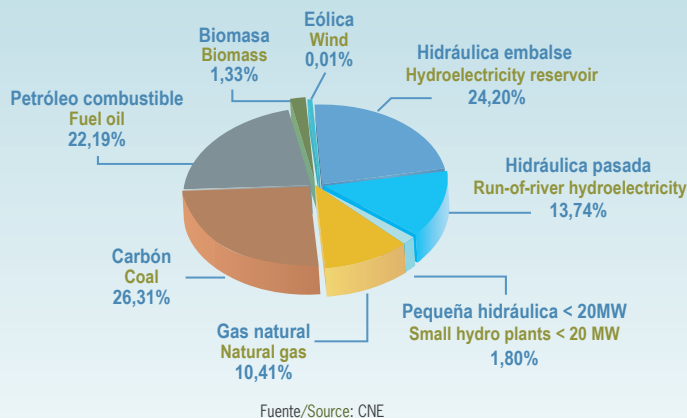
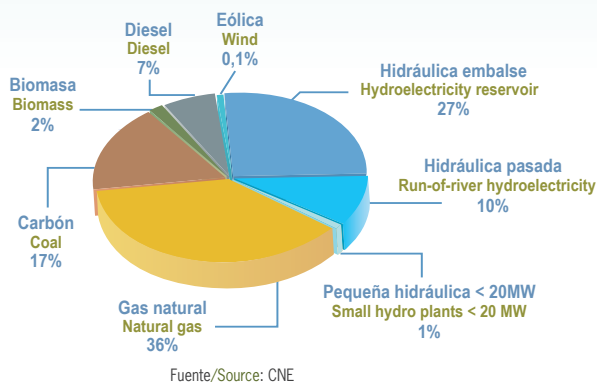


Figura 3: Capacidad instalada por tecnología de generación 2007
Installed capacity by generation technology 2007



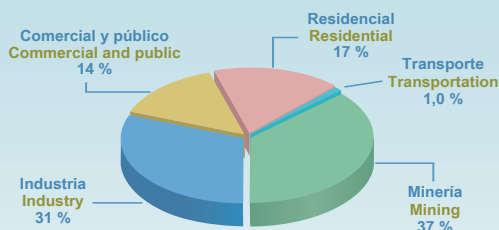
En concordancia con la actividad económica del país, un 37% del consumo de energía eléctrica lo concentra el sector minero, en tanto que otras industrias consumen el 31%, el sector residencial, el 17%, y el comercial y público, un 14% (ver Figura 4).

According to economic activity, 37% of electricity is consumed by the mining industry, while other industries consume 31%, the residential sector 17%, and the commercial and public sectors 14% (see Figure 4).

Si bien el enfoque de este libro se centra en los sistemas interconectados SIC y SING, descritos más abajo, existen otros sistemas de menor escala como Aysén y

Although this book focuses on the interconnected systems SIC and SING, described below, there are other smaller scale systems such as Aysén and Magallanes

Figura 4: Consumo de energía eléctrica por sector de la economía 2007
Electricity consumption by economic sector 2007



Fuente/Source: CNE

Magallanes que de acuerdo a la regulación actual se identifican como sistemas medianos¹. En estos sistemas, la estructura de tarifas se basa en la determinación de costos medios por cada segmento (generación, transmisión, distribución).

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

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

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

2.2 Sistemas eléctricos

En la industria eléctrica nacional participan 70 empresas, de las cuales 28 son generadoras, 5 son transmisoras y 37, distribuidoras. Al igual como sucede en la mayoría de los sistemas a nivel internacional, el sector eléctrico chileno tiene un alto nivel de concen-

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

that are classified as medium-sized systems¹ according to existing regulations. In these systems the tariff structure is based on the calculation of mean costs for each segment (generation, transmission, distribution).

The Chilean electricity system can be described by the following elements:

- Interconnected electricity systems
- Supply of electricity
- Transmission systems
- Distribution systems

The following sections describe each one of these elements, presenting relevant statistics and structural details.

2.2 Electricity systems

70 companies participate in the national electricity industry. 28 of them are generators, 5 are transmission companies and 37 are distribution companies. As occurs in most systems at an international level, the Chilean electricity sector has a high level of

¹ Electricity systems with installed generation capacity smaller than 200 MW and greater than 1.500 kW. Article 173° DFL No. 4.

tración de mercado. A modo de ejemplo, para el año 2006, tres empresas y sus filiales poseían el 89% de la potencia instalada de servicio público del SIC (Endesa 51%, Colbún 20%, AES Gener 19%). Otras doce empresas poseen el 10% restante.

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

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

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

market concentration. For example, in 2006 three companies and their subsidiaries owned 89% of the installed public service power in the SIC (Endesa 51%, Colbún 20%, AES Gener 19%). A further twelve companies owned the remaining 10%.

An electricity system consists of the whole set of power plants, transmission lines, electrical sub-stations and distribution lines, all of them interconnected, and enabling the generation, transmission and distribution of electricity.

In Chile, they are classified according to their size. Major systems are those with an installed generation capacity greater than or equal to 200 MW, medium-sized systems are those with an installed capacity greater than 1.5 MW and lower than 200 MW, and small-sized systems have an installed capacity equal to or less than 1.5 MW. Chile has 4 major electricity systems:

- Northern Interconnected System (SING): A major system that supplies the northern zone of Chile, from Arica in the north to Coloso in the south. In December 2007, it represented 28% of Chile's total installed capacity, but only supplies electricity to 5.8% of the population. Its generation is primarily thermal-based, geared towards the mining industry.
- Central Interconnected System (SIC): A major system that supplies the central zone of Chile, from Taltal in the north to Quellón, on the island of Chiloé, in the south. The distance between both locations is approximately 2.100 km. It represents 71% of Chile's total installed capacity, catering for 90% of the population.
- Electricity system of Aysén: In practice, it consists of five medium-size systems located in the southern zone of the country: Palena, Hornopirén, Carrera, Cochamó and Aysén. Its joint capacity represents 0.4% of Chile's installed capacity.
- Electricity system of Magallanes: Consists of four medium-size systems: Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir and Puerto Williams, that

Non-Conventional Renewable Energy in the Chilean Electricity Market

abastecen a las ciudades del mismo nombre. Se localiza en el extremo más austral del país. Su capacidad instalada conjunta corresponde al 0,6% de la capacidad instalada nacional.

supply the cities with the same names. It is located in the southernmost extreme of Chile. Its joint installed capacity represents 0.6% of Chile's installed capacity.

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

Table 1 summarizes the installed capacity in December 2007, in each one of the systems described above, broken down into conventional sources and non-conventional renewable energy (NCRE). Figure 5 shows details of installed capacities in 2007.

Tabla 1: Capacidad instalada por sistema 2007 (en MW)
Installed capacity (in MW) by system 2007


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

Fuente/Source: CNE

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

A description of the existing transmission systems in Chile focuses on the two major markets or interconnected electricity systems: the Central Interconnected System (SIC) and the Northern Interconnected System (SING) (see section 2.5).

Figura 5: Capacidad instalada por sistema eléctrico 2008
Installed capacity by electricity system 2008



Regiones Regions	Sistemas eléctricos nacionales National electricity systems	Clientes Costumers
Arica y Parinacota Tarapacá	Sistema interconectado del Norte Grande (SING) Northern Interconnected System (SING)	Clientes regulados 10% Regulated costumers
Antofagasta	3.602 MW 27,5%	Clientes libres 90% Non-Regulated costumers
Atacama	Sistema interconectado Central(SIC) Central Interconnected System (SIC)	Clientes regulados 55% Regulated costumers
Coquimbo Valparaíso Region Metropolitana Lib. Gral. Bdo. O'Higgins Maule	9.385 MW 71,5%	Clientes libres 45% Non-Regulated costumers
Bío-Bío Araucanía Los Ríos		
Los Lagos		
Aysén	Sistema de Aysén Aysén System	Clientes regulados 100% Regulated costumers
Magallanes	Sistema de Magallanes Magallanes System	Clientes regulados 100% Regulated costumers
	79,6 MW 0,61%	

Fuente/Source: CNE

2.3 Oferta de energía eléctrica

2.3 Supply of electricity

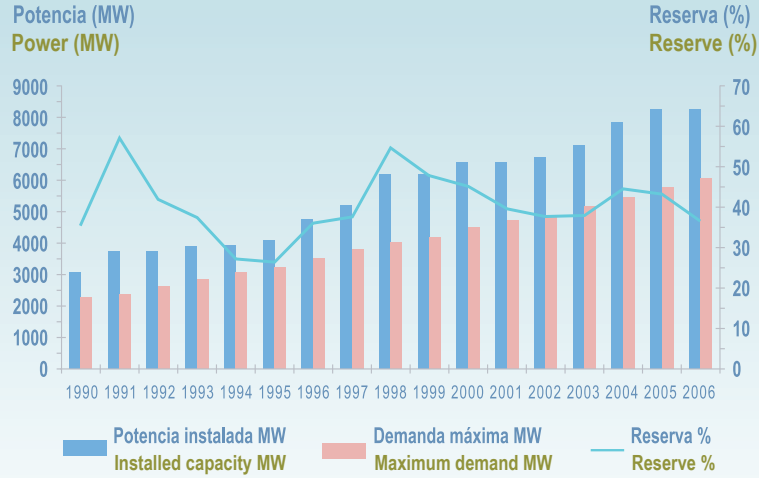
2.3.1 Capacidad instalada

2.3.1 Installed capacity

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

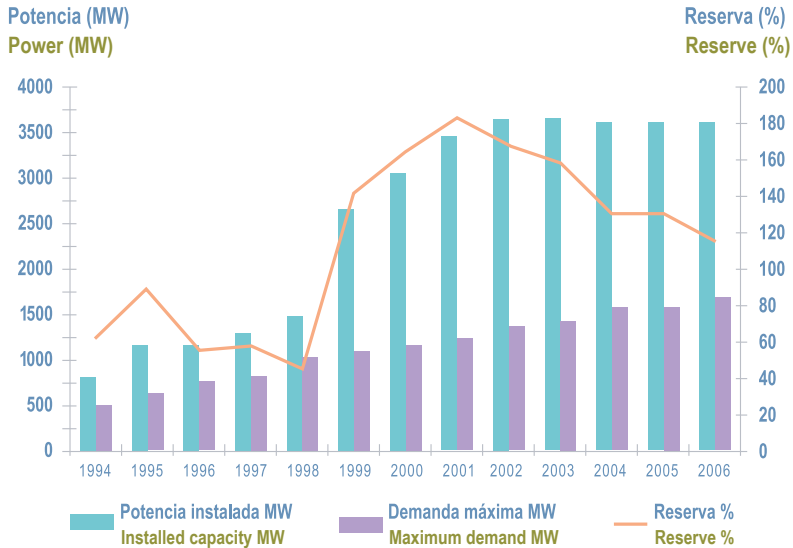
The dynamic growth of the electricity sector is evident from the pace of investments in generation, and measured by installed capacity and the system's margin of reserve capacity. Figures 6 and 7 show this evolution for the systems SIC and SING respectively.

Figura 6: Capacidad instalada y reserva en el SIC
Installed and reserve capacity in the SIC



Fuente/Source: CNE

Figura 7: Capacidad instalada y reserva en el SING
Installed and reserve capacity in the SING



Fuente/Source: CNE

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

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

2.3.2 Energía generada

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

2.4 Consumo y clientes

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

The graphs indicate a fall-off in investment in generation over the past few years. In the case of the SIC, there is close to a 35% fall in the reserve margin, which for a hydrothermal system introduces vulnerability for a secure energy supply system.

In the case of the SING, which is a thermal system with a significant over capacity since 1999, a declining investment trend began in 2002, when the installed capacity decreased slightly. In this case, despite a yearly decline, reserve margins remain high at around 120%.

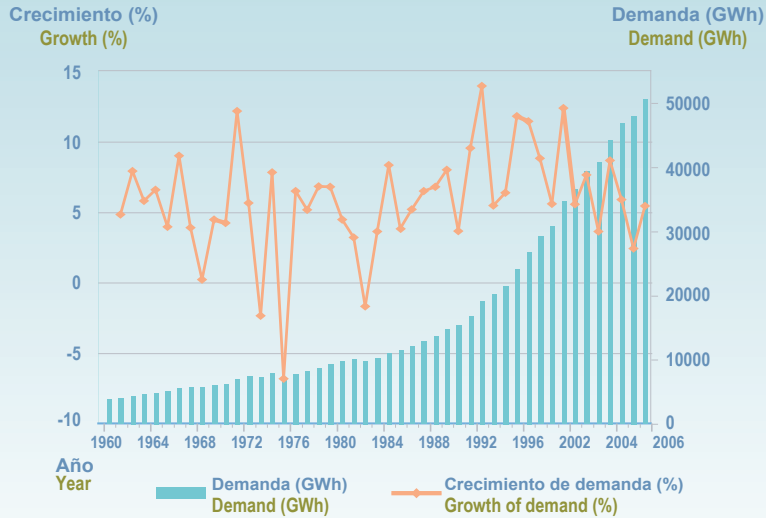
2.3.2 Production of electricity

The supply of energy in Chile is primarily provided by conventional power plants. In general terms, a power plant is regarded as conventional when it uses technology already standard in Chile and that normally represent mature technical and commercial solutions. In the case of Chile these are coal-fired thermal plants, combined cycle, diesel engines, gas/oil turbines and large scale hydro electrical power plants. As shown in Figure 2, in 2007 the generation by conventional power plants represented 97% of the total electricity production, while the remaining 3% was produced by non-conventional renewable power plants. It is worth noting that according to Chilean regulations, non-conventional renewable power plants are those technologies described in section 4.3.

2.4 Consumption and customers

Figure 8 shows the evolution of electricity demand in Chile and the annual rates of growth for the period 1960-2007. Average growth rate is about 5%. The exponential behaviour of growth in energy demand suggests a scenario of large-scale investments during the next 20 years.

Figura 8: Demanda de energía eléctrica y crecimiento
Electricity demand and growth

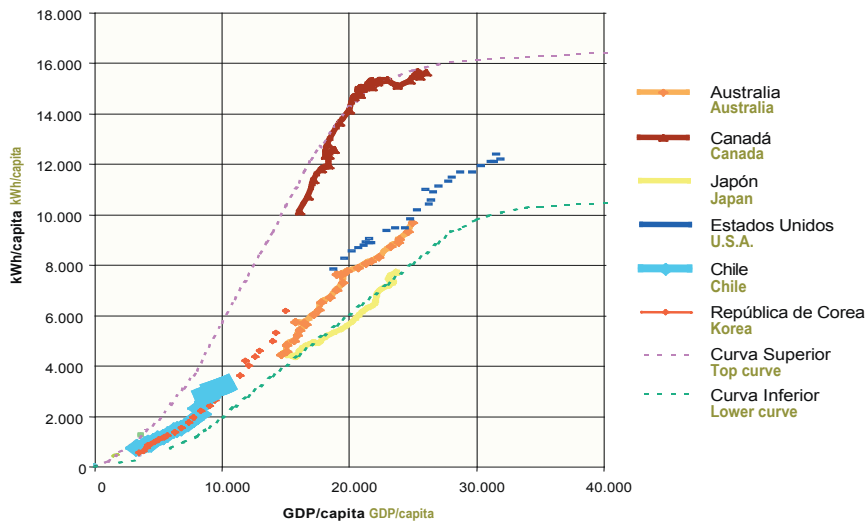


Fuente/Source: CNE

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

However, it is worth analysing this trend in a more general context. Figure 9 shows the evolution of electricity consumption and per capita income in different countries in the Asia Pacific region.

Figura 9: Tendencia internacional de consumos
International consumption trends



Fuente/Source: APEC, L. Vargas, Universidad de Chile

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

It can be seen that the evolution of demand in these countries falls between two curves. Given the present trend of seeking improvements in the efficiency of productive processes and electrical equipment, the lower curve would seem to represent the best evolution trend estimate for the different countries.

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

This broader analysis enables us to view better the trends in the Chilean electricity sector in order to guide the decisions of future investors. Likewise, this analysis is useful in determining the role of renewable energy in the future energy mix.

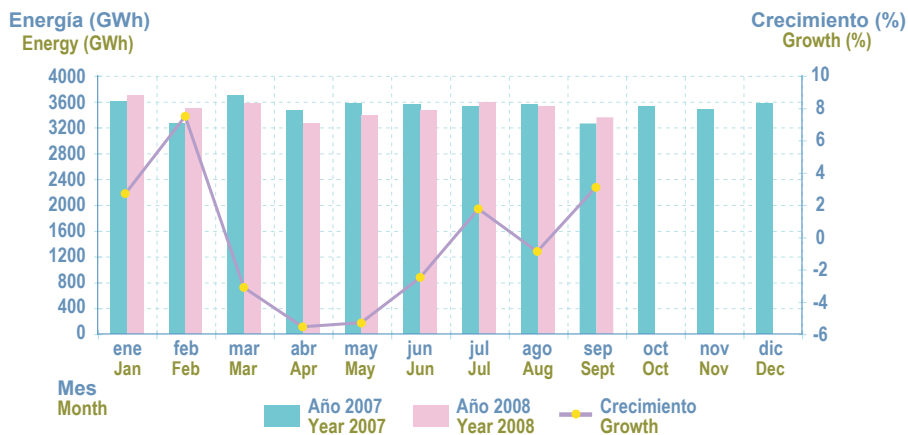
Es importante señalar que durante el año 2008, el consumo de energía eléctrica en el SIC tuvo un crecimiento nulo respecto del año 2007, tendencia que obedece, entre otros factores, a los planes de ahorro de energía y eficiencia energética impulsados por el gobierno, con el propósito de evitar posibles racionamientos debido a la falta de gas natural en gran parte de las unidades de ciclo combinado y a condiciones hidrológicas adversas durante el principio del año. El comportamiento descrito anteriormente se muestra en la Figura 10, en la que se observa el decrecimiento de la demanda a partir del mes de febrero, mes en el que se lanzó el plan de ahorro de energía.

It is noteworthy that during 2008, electricity consumption in the SIC experienced no growth in comparison with 2007. This is the result, among other factors, of government energy savings and energy efficiency plans aimed at avoiding possible rationing due to a shortage of natural gas in most combined cycle plants and adverse hydrological conditions during the beginning of the year. This change can be seen in Figure 10 which shows the fall in demand from February when the energy savings plan was launched.

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

Electricity consumption in Chile is grouped into two main segments: regulated customers and non-regulated customers.

Figura 10: Crecimiento de la demanda bruta mensual SIC 2007-2008
Growth in gross monthly demand SIC 2007-2008



Fuente/Source: CDEC-SIC

2.4.1 Cliente regulado

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

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

En este mercado, las ventas de las compañías generadoras están dirigidas a las empresas distribuidoras, las cuales adquieren la energía a “precio de nudo” (reflejo de componente generación y transmisión). Estos precios son determinados cada 6 meses por la Comisión Nacional de Energía (CNE), sobre la base de las proyecciones de los costos marginales esperados del sistema para los próximos 48 meses.² Sin embargo, de acuerdo a los cambios legales introducidos el año 2005, el precio de nudo a partir del año 2010 debiera estar formado por el precio resultante de licitaciones de las empresas distribuidoras, según lo establecido en la Ley 20.018 y sus reglamentos asociados.

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

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

2.4.1 Regulated customer

The regulated customer is the one that pays a tariff defined by the authority, calculated on the basis of an ideal distribution company operating efficiently and at a purchase price paid by the distribution company.

This segment consists of consumers with a connected capacity equal to or less than 2 MW. Consumers with a capacity between 500 kW and 2 MW, located within the concession area of a distribution company, can choose to become non-regulated customers. This segment represents approximately 66% of total consumption in the SIC, and approximately 10% of consumption in the SING.

In this market, generation company sales are directed at distribution companies, which purchase energy at “nodal prices” (a reflection of the generation and transmission components). These prices are set every 6 months by the Comisión Nacional de Energía (CNE), based on expected marginal cost projections in the system for the following 48 months². However, in accordance with legal changes introduced in 2005, as from 2010 the nodal price will consist of the price resulting from distribution company tenders, as established by Law 20.018 and its associated regulations.

² Every six months, when the nodal price is fixed, the CNE defines an indicative expansion plan for each system. This plan is based on information provided by private actors and planning studies. The work plan is used to fix nodal prices, because its definition together with the optimization of the operation of the system (minimum expected operational cost and system failure) determines the marginal costs expected in the system. The indicative work plan is a reference for the development of the system. However, construction of the projects defined in the expansion plan is not mandatory.

The expansion plan can be found in the CNE web page (www.cne.cl) under section “Electricidad” (document “Fijación de Precios de Nudo. Informe Técnico Definitivo.”).

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

To this price is added the so-called VAD (Added Value of Distribution) calculated in the tariff every 4 years, based on mean distribution costs. In this calculation, and using models based on the concept of a model company (efficient company), the tariff is estimated to cover distribution costs with 10% profitability.

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

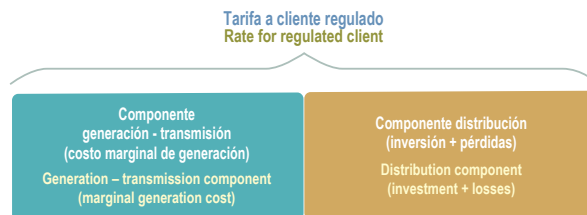
Based on the above, the CNE fixes the maximum prices for end users (except for non-regulated customers), considering three basic elements:

- Un cargo fijo por conexión, independiente del tamaño y uso.
 - Un cargo variable por energía consumida, que integra las componentes de costos generación-transmisión (refleja el costo marginal de suministro en el punto de retiro) y distribución (inversión más componente de pérdidas en distribución).
 - Un cargo variable por energía consumida en punta (horas de punta)³.
- A fixed connection charge, regardless of size and use.
 - A variable charge for consumed energy which includes the cost components of generation-transmission (reflecting the marginal supply cost at the point of withdrawal) and distribution (investment plus the component of losses in distribution).
 - A variable charge for consumed energy during peak hours³.

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

Based on these elements, regulated prices are structured in accordance with the customer's voltage level and size. The following figure shows the general structure of the regulated tariff.

Figura 11: Componentes de la tarifa a cliente regulado
Components of the regulated customer tariff



Fuente: Elaboración propia/Source: Own production

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

It is worth mentioning that the proportion between both components may change significantly depending on generation costs observed in the system.

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

³ Between 18.00 and 23.00 hours from April to September inclusive.

2.4.2 Cliente libre

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

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

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

2.5 Sistemas de transmisión y distribución

2.5.1 Sistemas de transmisión

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

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

2.4.2 Non-regulated customer

The term non-regulated customer (“free client”) is applied to customers that consume electricity over a specific minimum level and freely agree prices with their suppliers.

This segment is composed of consumers whose connected load is over 2 MW and optionally when it is higher than 0.5 MW. These are usually industrial users or mining companies. These customers are not subject to price regulation, and freely negotiate prices and conditions for the supply of electricity with generation or distribution companies. In the SIC, these customers represent about 30% (reference figure for the past 5 years) of the total system consumption, while in the SING they represent around 90%.

There is no retail market operating through trading companies. The sale of energy and capacity to non-regulated customers is conducted directly by generation companies through bilateral financial contracts. Distribution companies may also sell to non-regulated customers.

2.5 Transmission and distribution systems

2.5.1 Transmission systems

Transmission systems consist of installations enabling the transport of electricity from centres with surplus generation to those with a deficit, operating at the highest voltage levels. In Chile the European standard of 50 Hz nominal frequency is used.

These installations that enable the transport of electricity are primarily transformers and overhead lines, i.e. conductors hanging from appropriate structures, using insulators. In response to the need to transport larger amounts of electricity at greater distances, their importance and voltage has increased. Voltage levels used in the national transmission sector cover the range of voltages between 23 kV and 500 kV.

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

The historic development of transmission systems within the main systems (SIC, SING) has been influenced by their distinctive geographical, economic and commercial characteristics.

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

Figures 12 and 13 show details of the SING and SIC transmission systems, identifying the voltage level of their transmission lines, and the consumption and generation centres. Likewise, Tables 2 and 3 show the length of the power lines of the SIC and SING interconnected systems, according to their voltage level.

Figura 12: Sistema interconectado SIC
Interconnected system SIC



Fuente/Source: CNE [1]

Tabla 2: Líneas de transmisión SIC desde 66 kV (2006)
SIC transmission lines, 66 kV and above (2006)

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

Fuente/Source: CNE

Figura 13: Sistema interconectado SING
Interconnected system SING



Fuente/Source: CDEC-SING [2]

Tabla 3: Líneas de transmisión SING desde 66 kV (2006)
SING transmission lines, 66 kV and above (2006)

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

Fuente/Source: CNE

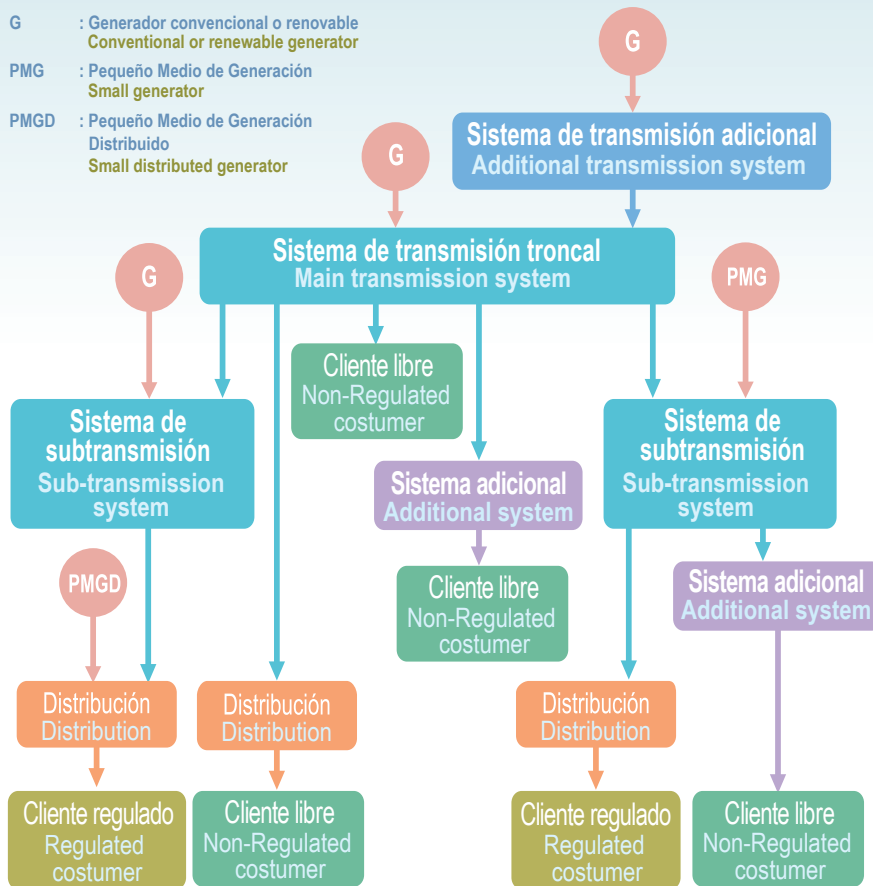
En las tablas no se han incluido los niveles de tensión menores a 66 kV, que también forman parte de la definición de sistemas de transmisión.

These tables do not include voltage levels below 66 kV that also form part of the transmission systems.

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

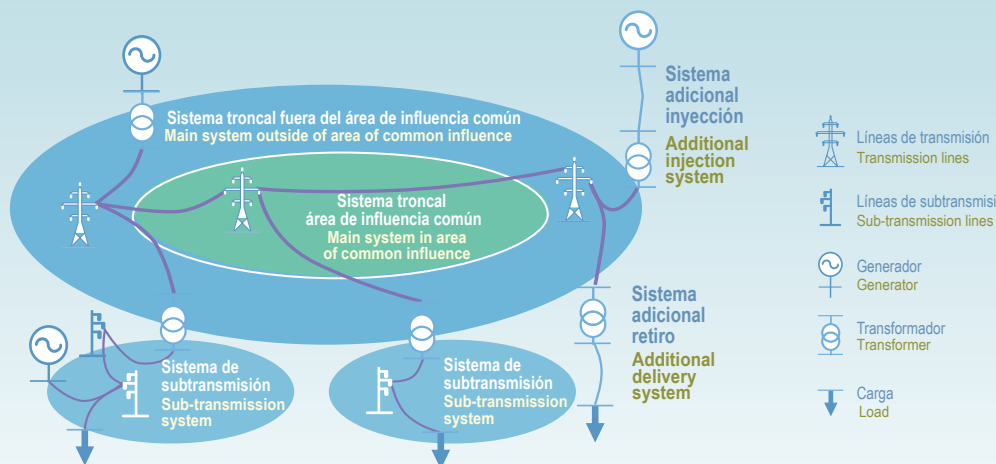
In Chile, each transmission system is divided into three segments known as main transmission, sub-transmission and additional transmission, shown in Figures 14 and 15.

Figura 14: Clasificación de los sistemas de transporte
Classification of the transportation systems



Fuente: Elaboración propia/Source: Own production

Figura 15: Segmentos del sistema de transporte
Segments of the transportation system



Fuente: Elaboración propia/Source: Own production

Sistema de transmisión troncal

Main transmission system

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

According to the regulatory framework⁴, installations belonging to the Main Transmission System must comply with the following characteristics:

- La tensión nominal de la línea de transmisión debe ser mayor o igual a 220 kV⁵.
- Que la magnitud de los flujos en estas líneas no esté determinada por el consumo de un número reducido de consumidores.
- Que los flujos en las líneas no sean atribuidos exclusivamente al consumo de un cliente, o a la producción de una central generadora o de un grupo reducido de centrales.
- Que las líneas posean tramos con flujos bidireccionales relevantes.
- Nominal voltage of the transmission line must be greater than or equal to 220 kV⁵.
- Line power flow magnitude must not be determined by the consumption of a reduced number of consumers
- Line power flow must not be attributed exclusively to the consumption of one customer, or to the production of one power plant or a reduced group of power plants.
- Lines must possess stretches with relevant two-directional flows.

⁴ Artículo 74° DFL N° 4.

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

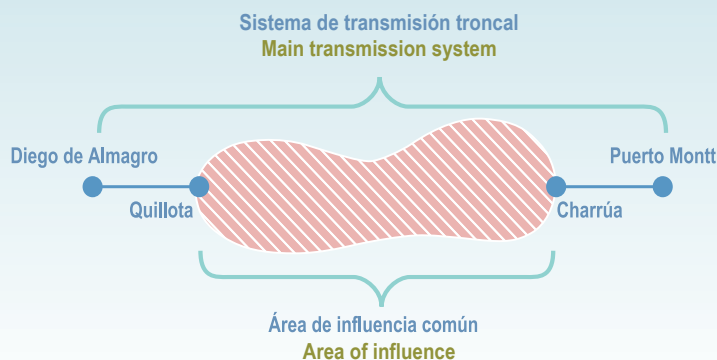
⁴ Article 74 DFL No. 4

⁵ There are some installations energized with 154 kV that form part of the main transmission system.

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

Currently, the main transmission system in the SIC includes facilities with voltage levels greater than or equal to 220 kV between the nodes Diego de Almagro and Puerto Montt, and also the area of common influence⁶ of facilities located between the bars of Quillota and Charrúa, as shown in Figure 16.

Figura 16: Sistema de transmisión troncal SIC
Main transmission system SIC



Fuente: Elaboración propia/Source: Own production

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

In the case of the SING, the main transmission system was defined in the annex of Law 19.940 (Short Law I) and represents installations located between the nodes of the substations S/E Encuentro – S/E Crucero, i.e. it only involves a single stretch of the network. This stretch is a double 220 kV circuit, 800 m long, belonging to the company Transelec Norte.

Sistema de subtransmisión

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

Sub-transmission system

The regulatory framework⁷ for the electricity sector establishes that the sub-transmission system is comprised of installations that are interconnected to the electricity system and geared exclusively to supplying non-regulated or regulated end-users located in the concession zones of distribution companies.

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

⁷ Artículo 75° del DFL N° 4.

⁶ The definition of area of common influence can be found in the glossary, Annex 5.

⁷ Article 74 DFL No. 4.

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

Sistemas de transmisión adicional

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

2.5.2 Tratamiento reglamentario

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

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

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

El ingreso tarifario resulta de las transferencias de energía entre las empresas de generación, realizadas con base en los costos marginales en cada nodo. En otras palabras, las compras a costo marginal en el mercado spot generan ingresos mayores a las ventas de energía realizados a las empresas generadoras. Técnicamente esto se debe a que las

In addition, it is stipulated that sub-transmission facilities cannot be classified as main facilities in accordance with the Law, and line flows cannot be exclusively attributed to the consumption of one customer, or to the production of a single power plant or a reduced group of power plants. In general, sub-transmission systems operate at voltage levels greater than 23 kV and lower than or equal to 110 kV.

Additional transmission systems

Additional transmission systems are those facilities dedicated primarily to the supply of electricity to customers who are not subject to price regulation, and those whose main objective is to allow generators to inject their production into the electricity system.

2.5.2 Regulatory treatment

Vertical unbundling (separation of activities) of legal and accounting aspects has been introduced into the Chilean electricity system. Consequently, companies operating transmission systems cannot participate in electricity generation or distribution activities.

Likewise, regulations establish that the installations of the main transmission and sub-transmission systems of each electricity system are subject to a regime of open access, which means that they may be used by third parties under non-discriminatory technical and economic norms, subject to payment for use of the transmission system.

Remuneration for use of the transmission systems is obtained via two main revenue sources: marginal income and transmission charges.

The marginal income results from electricity transfers between generation companies, based on marginal costs at each node. In other words, in the spot market purchases of electricity at marginal cost result in greater revenues than sales of electricity to generating companies. Technically, this is due to the fact that the marginal ohm losses in an electricity network are

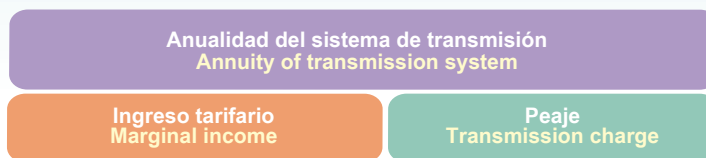
pérdidas óhmicas marginales en una red eléctrica son mayores a las pérdidas medias. El ingreso tarifario se traspasa a las empresas de transmisión como parte del pago de sus anualidades reconocidas en procesos tarifarios. Cabe mencionar que el ingreso tarifario también se produce en las transferencias de potencia.

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

greater than mean losses. The marginal income is transferred to the transmission companies as part of their annuities which have been accepted in tariff setting processes. It is worth mentioning that marginal income also applies to capacity transfers.

On the other hand, transmission charges are calculated by subtracting the marginal income from the recognized annuity to transmission companies. This annuity is established in the main transmission tariff setting process. As a reference, for an economically balanced transmission system, marginal income represents 20% of the annuities to a transmission system. Figure 17 illustrates this situation.

Figura 17: Remuneración de los sistemas de transmisión
Remuneration of the transmission systems



Fuente: Elaboración propia/Source: Own production

Debido a que este monto usualmente en la práctica no cubre los costos anuales de transmisión reconocidos en los procesos tarifarios, el monto restante, denominado peaje, es asignado a generadores y consumos de acuerdo a un esquema de 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, subtransmisión o adicional.

Due to the fact that in practice this amount normally does not cover the annual transmission costs recognized in the tariff setting processes, the remaining amount, known as the transmission charge, is allocated to generators and consumption in accordance with a pro rating scheme based on the expected use of electricity by each installation in the system. This scheme has differentiated treatments for transmission, sub-transmission and additional systems.

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

At an international level, the use of the marginal income concept is uncommon. In fact, in systems with single nodal power pools this revenue does not exist and transmission costs are covered, for example, via stamp-type payments between different actors in the system. Similarly, in contrast to what occurs in Europe, this payment does not depend on the contractual relations that generators and consumers may have

generadores y consumidores. La siguiente figura resume la situación descrita.

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

2.5.3 Sistemas de distribución

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

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

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

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

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

established. The following figure summarizes this situation.

It is worth mentioning that all generators participate in the payment of transmission charges, regardless of the voltage level or sub-system they are interconnected to. The amount to be paid depends on the results of applying the evaluation methodology for using the respective system.

2.5.3 Distribution systems

Distribution systems are comprised of lines, substations and equipment that enable the distribution of electricity to end-users located in a certain limited geographical zone. Distribution companies operate under a concession system for public distribution services, with a service obligation and regulated tariffs for the supply of regulated customers.

According to the regulatory framework, two voltage ranges are established in the distribution sector:

- Distribution high voltage: defined as voltages higher than 400 V and up to 23 kV.
- Distribution low voltage: defined as voltages lower than 400 V.

According to these definitions, feeders of distribution systems (high voltage distribution) operate in different voltages within the specified range, such as: 12, 13,2, 15 and 23 kV. On the other hand, low voltage distribution networks operate at 220/380 V.

It is important to note that voltage levels used in Chile are different from those defined in European countries where distribution systems can reach voltages of 60 kV or higher.

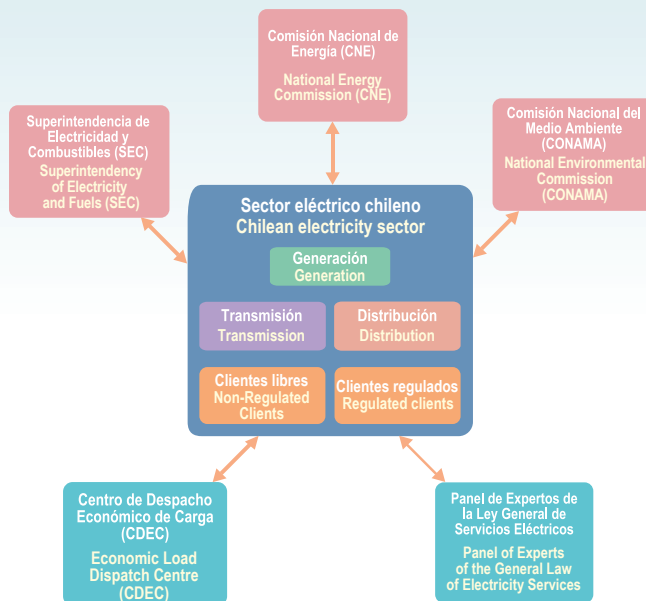
2.6 Marco institucional del sector eléctrico

El sector eléctrico chileno se encuentra estrechamente relacionado con diferentes instituciones del sector público y privado. Estas instituciones y los agentes del mercado se relacionan entre sí en interacciones que pueden ser de coordinación, de dependencia directa, de relaciones contractuales, de propiedad, de efecto vinculante, entre otras. La Figura 18 muestra la interacción de los actores del sector eléctrico con las instituciones.

2.6 Institutional framework of the electricity sector

The Chilean electricity sector is closely linked to different public and private sector institutions. These institutions and market agents may inter-relate through coordination, direct dependency, contractual, property and binding relationships, etc. Figure 18 shows the interaction of agents in the electricity sector and its institutions.

Figura 18: Sector eléctrico e instituciones
Electricity sector and institutions



Fuente: Elaboración propia/Source: Own production

Las principales instituciones ligadas al sector eléctrico chileno son:

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

The main institutions linked to the Chilean electricity sector are:

- National Energy Commission (CNE)
- Superintendency of Electricity and Fuels (SEC)
- National Environmental Commission (CONAMA)
- Panel of Experts of the General Law of Electricity Services
- Economic Load Dispatch Centers (CDEC)

2.6.1 Comisión Nacional de Energía (CNE)

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

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

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

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

2.6.2 Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)

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

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

2.6.1 National Energy Commission (CNE)

The National Energy Commission (CNE) is an autonomous and decentralized state organization, with ministerial rank, created by Decree Law No. 2.224 dated May 25, 1978.

It is the entity in charge of producing and coordinating the plans, policies and standards for the correct operation and development of the energy sector, and advises the Government on all energy related matters.

The Electricity Department of the CNE conducts indicative planning of investments in generation and transmission, prepares the regulations and rules, and calculates tariffs for regulated customers, amongst other activities described in the Law.

The CNE is headed by a Board of Directors comprised of a representative of the President of the Republic with the rank of Minister President of the National Energy Commission, and the Ministers of Mining; Economy, Development and Reconstruction; Finance; Defence; General Secretary of the Presidency; and Planning and Cooperation. It is worth mentioning that during 2008 a bill was submitted to Congress to create the Ministry of Energy, which would make the CNE a dependent institution of this Ministry.

2.6.2 Superintendency of Electricity and Fuels (SEC)

The Superintendency of Electricity and Fuels (SEC) was created in 1984. Its functions have evolved since then and at present - according to Laws No. 18.410 dated 1985 and No. 19.613 dated 1999 - it has the mission of supervising the correct operation of electricity, gas and fuel services in terms of their safety, quality and price.

Responsibilities of the SEC involve supervising compliance with legal and regulatory provisions;

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

2.6.3 Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA)

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

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

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

La ley contempla, además, la existencia de un Comité Técnico de COREMA, el cual está integrado por el

signing temporary concessions for gas production plants, power plants, electrical substations, transmission and distribution system power lines, conflict resolution, authorizing rights of use, and imposing fines, among others.

2.6.3 National Environmental Commission (CONAMA)

The National Environmental Commission (CONAMA) is the state institution whose mission is to ensure citizens' right to live in a pollution-free environment, to protect the environment, to preserve nature and to conserve the environmental heritage. CONAMA was created in 1994 by Law No. 19.300, General Bases of the Environment.

CONAMA is responsible for acting as a consultation, analysis, communication and coordination service on matters related to the environment. It must also propose environmental management policies to the President of the Republic, and report on compliance with the legislation in force. It is also in charge of managing the Environmental Impact Assessment System (SEIA), establishing environmental regulations and contingency and decontamination plans, amongst others.

The Law also includes the operation of Regional Environmental Commissions (COREMAS). These commissions meet periodically to coordinate environmental management of each region, including the environmental assessment of projects or activities submitted to the Environmental Impact Assessment System or other important regional decisions. The COREMAS are comprised of the Regional Governor, acting as Chair, Provincial Governors of the region, Regional Secretaries of Ministries that form part of the Board of Directors of CONAMA, four regional councillors and the Regional Director of CONAMA acting as secretary.

The law also creates a COREMA Technical Team consisting of the CONAMA Regional Director, acting

Director Regional de CONAMA, que lo preside, y por los directores regionales de los servicios públicos que tengan competencia en materias ambientales.

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

2.6.4 Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC)

Son órganos de derecho privado encargados de coordinar la operación del sistema eléctrico, tienen sus funciones definidas en la Ley Eléctrica y en el Reglamento aprobado por el Decreto Supremo N° 291 de fecha 4 de octubre de 2008, con la responsabilidad de:

- Preservar la seguridad global del sistema eléctrico.
- Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico.
- Garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión.
- Determinar los costos marginales de energía y las transferencias económicas entre los integrantes del CDEC.

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

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

as Chair, and the regional directors of public services involved in environmental matters.

It is important to note that similar to the energy sector, a bill was submitted to Congress in 2008 to create the Ministry of the Environment.

2.6.4 Economic Load Dispatch Centres (CDEC)

The CDEC are private organizations in charge of coordinating the operation of the electricity system. Their functions are defined by the LGSE and the regulations approved by Supreme Decree No. 291 dated October 4, 2008, and they are responsible for:

- Preserving the overall security of the electricity system.
- Ensuring the most economic operation of all electricity system installations.
- Ensuring open access to the transmission systems.
- Determining marginal costs of energy and economic transfers between CDEC members.

Each interconnected system possesses its own CDEC, hence there is a CDEC-SIC and a CDEC-SING for the central and the northern interconnected system respectively.

CDEC members are representatives of all companies that possess generation, transmission, sub-transmission, additional transmission facilities, and non-regulated customers directly connected to transmission facilities. However, according to the regulations, companies can abstain from becoming members of a CDEC if they fulfil the following conditions:

- Empresas propietarias de centrales eléctricas, cuya capacidad instalada total sea inferior a 9 MW.
- Empresas que posean la calidad de autoproductor⁸, cuyos excedentes totales de capacidad instalada de generación sean inferiores a 9 MW.
- Empresas propietarias de instalaciones de transmisión troncal, cuyos tramos de líneas de transmisión troncal no superen, en total, los 100 kilómetros.
- Empresas propietarias de instalaciones de subtransmisión cuyos tramos de líneas de subtransmisión no superen, en total, los 100 kilómetros.
- Empresas propietarias de instalaciones de transmisión adicionales, cuyos tramos de líneas de transmisión adicional no superen, en total, 100 kilómetros.
- Clientes libres cuya barra de consumo por medio de la cual se conectan a un sistema de transporte tenga una potencia total en dicha barra inferior a 4 MW.
- Companies owning power plants with a total installed capacity below 9 MW.
- Companies classified as self-producers⁸ whose total surplus of installed generation capacity is less than 9 MW.
- Companies that own main transmission installations with a total main transmission line length of less than 100 kilometres.
- Companies that own sub-transmission installations with a total sub-transmission line length less than 100 kilometres.
- Companies that own additional transmission installations with a total additional transmission line length less than 100 kilometres.
- Non-regulated customers whose bar through which they connect to a transmission system has a total capacity less than 4 MW.

El directorio de los CDEC, de acuerdo con el D.S. 291, estará conformado de la siguiente manera:

- a) 2 representantes del segmento que corresponden a los integrantes propietarios de centrales eléctricas cuya capacidad instalada total sea inferior a 300 MW.
- b) 3 representantes del segmento que corresponden a los integrantes propietarios de centrales eléctricas cuya capacidad instalada total sea igual o superior a 300 MW.

In accordance with D.S. 291, the CDEC directory will include the following:

- a) 2 representatives of owners of power plants with a total installed capacity below 300 MW.
- b) 3 representatives of owners of power plants with a total installed capacity equal or greater than 300 MW.

⁸ Toda entidad cuya capacidad instalada de generación interconectada al sistema sea superior al total de su demanda máxima anual, siempre que su giro principal sea distinto a los de generación o transmisión de energía eléctrica. Artículo 19, D.S. 291.

⁸ Every entity whose main line of business is another than electricity generation or transmission, with an installed generation capacity interconnected to the system greater than its maximum annual demand. Article 19, D.S. 291.

- c) 2 representantes del segmento que corresponden a los integrantes propietarios de instalaciones de transmisión troncal.
 - d) 2 representantes del segmento que corresponden a los integrantes propietarios de instalaciones de subtransmisión.
 - e) 1 representante del segmento que corresponde a los integrantes clientes libres abastecidos directamente desde instalaciones de un sistema de transmisión.
- c) 2 representatives of owners of main line transmission installations.
 - d) 2 representatives of owners of sub-transmission installations.
 - e) 1 representative of non-regulated customers supplied directly from a transmission system installation.

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

In turn, a CDEC is composed of three directorates: Operations, Charges, and Administration and Budget.

2.6.5 Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos

2.6.5 Panel of Experts of the General Law of Electricity Services

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

The Experts Panel of the General Law of Electricity Services is an entity created by Law No. 19.940 exclusively for the electricity sector, with limited powers, involving professional experts whose function is to resolve, through binding rulings, any disagreement or conflict arising from the application of the electricity legislation, and any other disputes that two or more companies of the electricity sector may agree to submit to the panel's decision.

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.

The institution is comprised of seven professionals with a long and wide ranging professional or academic experience. Five of them must be engineers or possess a degree in economic sciences, they may be nationals or foreigners, and two must be lawyers. Panel members and a Lawyer-Secretary are appointed for six-year periods by the Tribunal for the Defence of Free Competition, through a public tender process. The panel's composition is partially renewed every three years.

2.6.6 Tribunal de Defensa de la Libre Competencia

2.6.6 Tribunal for the Defence of Free Competition

Otra de las instituciones importantes de mencionar, que si bien no se vincula solamente con el sector eléctrico, dado que una de las motivaciones de la

Another important institution, even if it is related more widely than the electricity sector, is the Tribunal for the Defence of Free Competition, considering that one

normativa del sector eléctrico es fomentar la competencia, es el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia. La institución fue creada mediante la Ley N° 19.911, publicada en el Diario Oficial del 14 de noviembre de 2003.

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

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

2.6.7 Resolución de conflictos

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

- Panel de Expertos
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).

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

of the motivations of the regulation is to promote competition. This institution was created through Law No. 19.911, published in the Official Gazette on November 14, 2003.

This is a special collegiate Court, similar to an Appeals Court, devoted exclusively to competition matters, comprised of three lawyers and two economists, all experts in competition and with the rank of ministers.

This court is a special and independent jurisdictional entity; subject to the directional, correctional and economic supervision of the Supreme Court, whose main function is to prevent, correct and sanction violations of free competition.

2.6.7 Conflict resolution

In the case of NCRE projects, discrepancies and conflicts that arise as a result of the enforcement of the electricity legislation shall be resolved by one of the following institutions, depending on the type of project, and related to the electricity system that it connects to (distribution, sub-transmission, transmission) and the trading model chosen (outside the wholesale market, participation in the spot market, supply contracts):

- Panel of Experts
- Superintendence of Electricity and Fuels (SEC).

For each matter in dispute, sectoral regulations stipulate which institution is in charge of resolving the specific dispute or conflict. For example, in the relationship between a PMGD and a distribution company, SEC is the appropriate institution.



Funcionamiento del mercado
eléctrico chileno
Operation of the Chilean
electricity market

3 Funcionamiento del mercado eléctrico chileno

3.1 Fundamento económico del mercado eléctrico

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

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

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

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

El funcionamiento del mercado chileno para los sistemas eléctricos interconectados se caracteriza

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

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

3 Operation of the Chilean electricity market

3.1 Economic framework of the electricity market

The electricity market in Chile has been designed in such a way that investment and operation of the energy infrastructure is carried out by private operators, promoting economic efficiency through competitive markets in all the non-monopolistic segments..

Thus, generation, transmission and distribution activities have been separated in the electricity market, each having a different regulatory environment.

Distribution and part of the transmission segments⁹ are both regulated, and have service obligations and prices fixed in accordance with efficient cost standards. In the generation segment a competitive system has been established based on marginal cost pricing (peak load pricing), whereby consumers pay a price for energy and a price for capacity (power) associated with peak demand hours (see Figure 19).

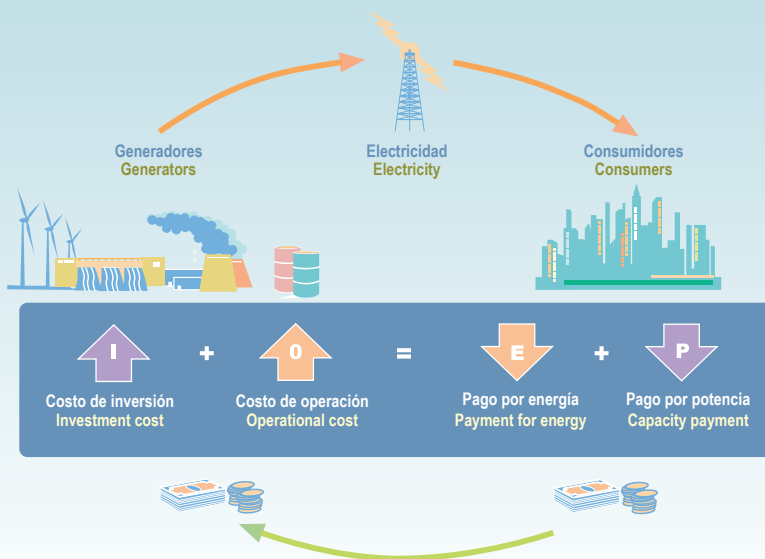
In theory, the peak load pricing system ensures that, whenever the structure of the pool of generators is adequate to meet demand, revenues from electricity sales at the marginal cost of electricity (E)¹⁰, plus revenues from the sale of capacity at the cost of developing peak power (P), exactly cover investment costs (I), plus operational costs (O) of producers, considered as a whole [2].

The operation of the Chilean market for the interconnected electricity systems is characterized

⁹ Differences between the transmission and distribution systems and an explanation of them can be found in sections 2.5.2 and 2.5.3 respectively.

¹⁰ The definition of marginal cost can be found in the glossary of terms, see Annex 5.

Figura 19: Equilibrio financiero en el modelo marginalista
Financial balance in the marginal model



Fuente: Elaboración propia/Source: Own production

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

by the existence of a spot market, where the price of electricity represents the short-term marginal cost resulting from the instantaneous balance between supply and demand. In Chile, there are only two electricity systems with an installed capacity greater than 200 MW: (Norte Grande Interconnected System (SING) and Central Interconnected System (SIC)), operated by the Economic Dispatch Centres (CDEC). The CDEC are independent entities, primarily technical, where market agents are represented on their Board of Directors¹¹, whose main functions are the coordination of operation, determination of the marginal costs of electricity, and the coordination of economic transactions between agents.

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

¹¹ Initially, only generation companies participated in the CDEC Boards of Directors. At present, CDEC regulations incorporate all market agents. More details about their present composition may be found in section 2.6.

3.2 Modelo del mercado eléctrico

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

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

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

El mercado mayorista de electricidad en Chile es conformado por las empresas generadoras que transan energía y potencia entre sí, las que dependen de los contratos de suministro que cada una haya suscrito. Aquellas, que por despacho tienen una generación superior a la comprometida por contratos (empresas excedentarias) venden, y compran aquellas que por despacho tienen una generación inferior a la energía y potencia contratadas con clientes (empresas deficitarias). Las transferencias físicas y monetarias (ventas y compras) son determinadas por el respec-

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

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

3.2 Model of the electricity market

As mentioned earlier, the wholesale market model in Chile is based on a pool-type structure¹² with mandatory participation and the existence of bilateral financial contracts.

The pool establishes the short term electricity price in the market (“clearing price” or “spot price”), through a regulated mechanism accepted by all its members. This price is the result of conducting a centralized economic operation by the market operator (CDEC), and may differ in each zone of the system.

The centralized dispatch system, controlled by the CDEC, is based on the operational costs provided by the generation companies (costs which are audited). Consequently, the system’s hourly dispatch is obtained, which represents a strict merit order¹³ based on the variable operational cost, and that results in commercial transfers or exchanges of electricity in the system between the above-mentioned companies. The market design does not explicitly include the figure of a trader or broker. Generation and distribution companies perform this role.

The electricity wholesale market is comprised of generation companies that trade energy and capacity between them, relying on the supply contracts they have entered into. Companies capable of generating more than what they have committed in contracts (surplus companies), sell to those companies with a generation capacity below what they have contracted with their customers (deficit companies). Physical and economic transfers (sales and purchases) are determined by the respective CDEC, and – in the case of energy – valued on an hour basis at the marginal

¹² The definition of pool can be found in the glossary of terms, see Annex 5.

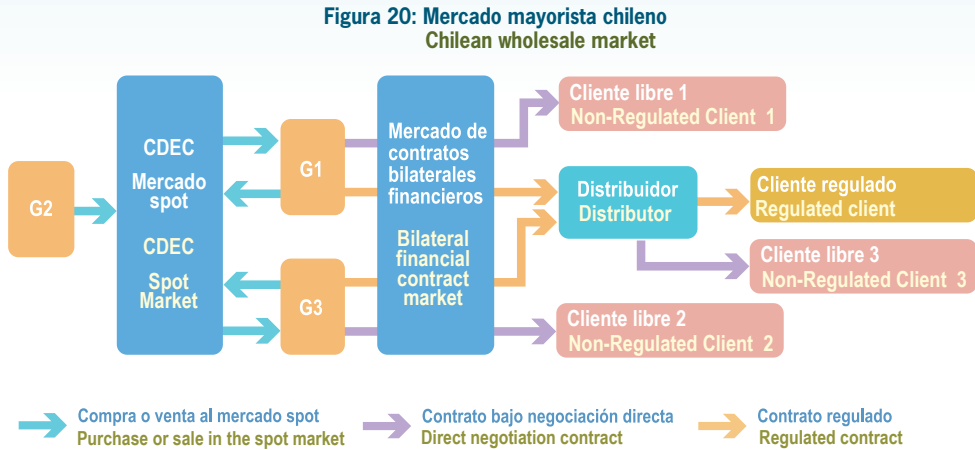
¹³ The definition of merit order can be found in the glossary of terms, see Annex 5.

tivo CDEC, y se valorizan, en el caso de la energía, en forma horaria al costo marginal (Cmg) resultante de la operación del sistema en esa hora. En el caso de la potencia, las transferencias son valorizadas al precio de nudo de la potencia correspondiente.

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

cost (MC) resulting from the operation of the system during that hour. In the case of capacity, transfers are valued at their nodal price of capacity.

Figure 20 summarizes the basic interactions observed in the Chilean wholesale market. In the case of bilateral financial contracts, red lines represent contracts defined by direct and free negotiation between the parties (G1 with non-regulated customer 1), while the blue lines represent regulated contracts, for instance case G3 with the distribution company. It is also important to note that Figure 20 shows that the spot market is restricted to generators and that there may be some whose business is solely to sell to this market, as is the case of G2. Purchases and sales by generators in the spot market are represented by green arrows.



Fuente: Elaboración propia/Source: Own production

Cabe señalar que los contratos de suministro que puedan establecer una empresa distribuidora con clientes libres no forman parte del mercado spot ni del concepto de mercado mayorista antes descrito. En el caso de la Figura 20, el contrato entre la empresa distribuidora y el cliente libre 3 no participa

It is important to clarify that supply contracts entered into by a distribution company and non-regulated customers do not form part of the spot market or of the concept of the wholesale market described above. In the case of Figure 20, the contract between the distribution company and the non-regulated customer 3 does not directly

directamente en el mercado mayorista y sólo forma parte de las transferencias de energía y potencia a través del contrato de suministro entre la empresa distribuidora y los generadores G1 y G3.

3.3 El mercado spot

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

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

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

¹⁴ Ibid 11

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

participate in the wholesale market and only forms part of the energy and capacity transfers through the supply contract between the distribution company and generators G1 and G3.

3.3 The spot market

The design of the Chilean electricity market is based on the previously described marginal theory that considers a price scheme for energy and capacity that is paid for by consumers.

The Chilean electricity market is a mandatory pool-type¹⁴ market with audited generation costs and a wholesale (hourly) spot market restricted to generators. This aspect distinguishes the Chilean market from those based on stock exchange markets with free sales and purchases. Figure 21 shows the interactions of different agents in the Chilean market scheme. Likewise, it is important to note that the concept of physical bilateral contracts – typical in the European electricity common market, where supply contracts between private parties enjoy the right to be reported to the system operator and be translated into a physical dispatch - do not exist in the Chilean electricity market. In the case of Chile, private supply contracts are only of a financial nature, because the CDEC is the entity that performs the physical dispatch hour by hour, based on the operational cost information provided by each generating unit.

The electricity market in Chile focuses competition on efficient generation projects (investment and operational costs), and on the appropriate commercial management of bilateral contracts with non-regulated and regulated customers.¹⁵ Unlike international markets, and given that in Chile there is no offer scheme, but rather a communication of generation costs, the definition of bidding strategies for the purchase and sale of energy does not enter as a factor in competitive performance.

¹⁴ Ibid 11

¹⁵ The different types of customers are described in detail in sections 2.4.1 and 2.4.2.

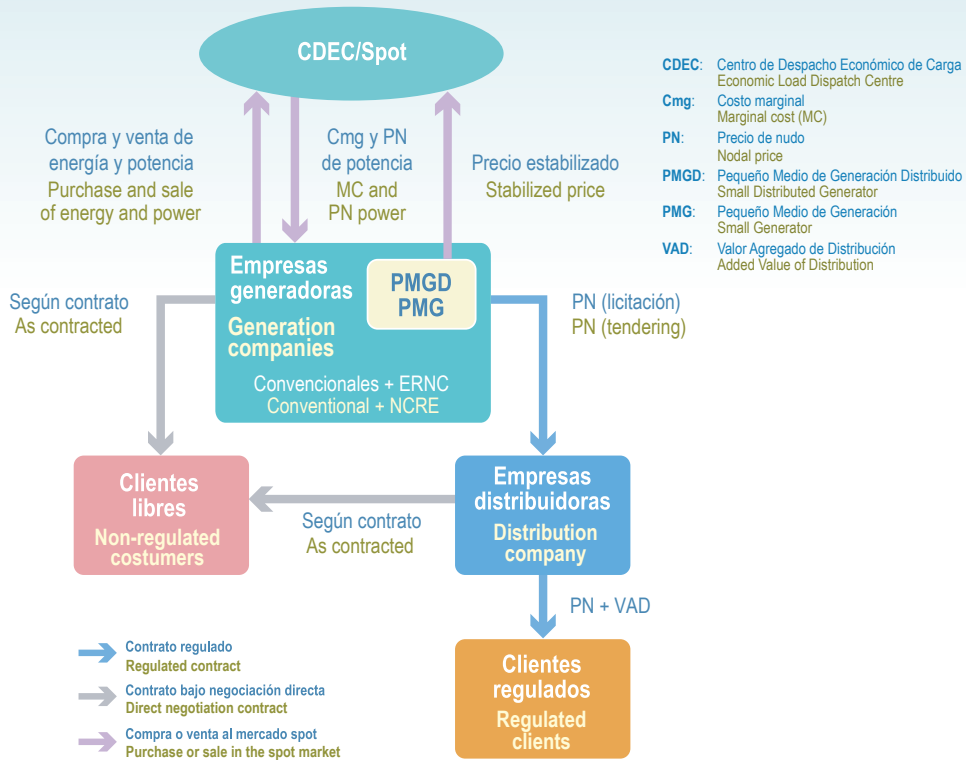
En el mercado mayorista¹⁶, de acuerdo a compromisos contractuales de abastecimiento, se realizan transferencias de energía y potencia entre empresas generadoras. La energía es valorada al costo marginal horario de producción, mientras que la potencia es valorada al precio de nudo de la potencia.

In the wholesale market¹⁶, in accordance with contractual supply obligations, transfers of energy and capacity are performed between generation companies. Energy is valued at the hourly marginal production cost, while capacity is valued at the nodal price of capacity.

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

Figure 21 shows a general operation scheme of the Chilean market.

Figura 21: Concepto de remuneración en el mercado eléctrico
Remuneration concept in the electricity market



Fuente: Elaboración propia/Source: Own production

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

¹⁶ The definition of wholesale market can be found in the glossary of terms, see Annex 5.

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

Por su parte, el precio de nudo de la potencia señalado en la Figura 21 es determinado semestralmente por la autoridad como el costo de desarrollo de la tecnología más económica para dar suministro en horas de mayor demanda. A cada unidad generadora, dependiendo de las características de su energético primario, su tasa de fallas forzadas, salidas de operación programadas y su contribución conjunta en el sistema, se le reconoce una potencia con la cual se determina su ingreso por potencia (venta de potencia). A este tipo de mecanismo se le conoce en la literatura internacional como “pago por capacidad de tipo administrativo”, ya que no es el mercado quien la determina, sino que es un organismo administrativo quien evalúa y determina precios y cantidades. En el caso de Chile, los organismos son la CNE y el CDEC respectivamente. Asimismo, cada empresa generadora, de acuerdo a sus contratos de suministro y al comportamiento de estos consumos en condiciones de demanda de punta, es

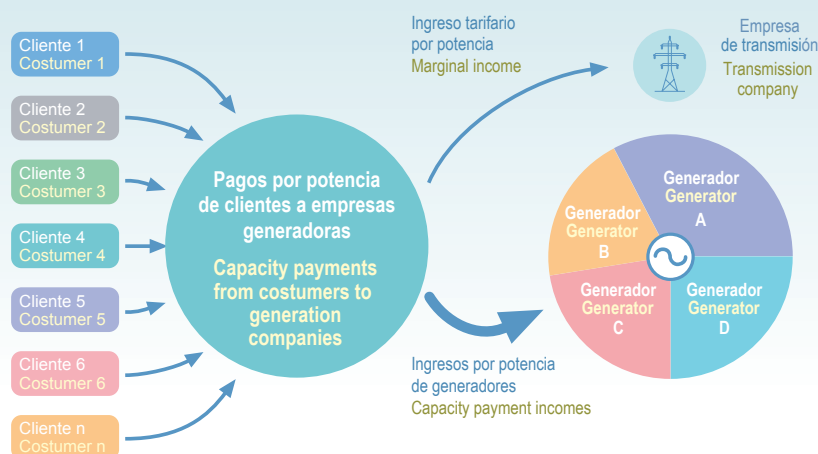
The figure shows that generation companies are related to the spot market through purchases and sales of energy and capacity at the marginal cost of energy (MC) and the capacity price respectively. This scheme is also applicable to Small Generators (PMG), Small Distributed Generators (PMGD) and other NCRE projects. However, as shown later, in the case of PMG and PMGD it is also feasible to gain access to a stabilized price for energy sales (see Regulation of D.S. 244). Generation companies, in turn, possess contracts with non-regulated customers at freely agreed prices, and with distribution companies at the nodal price defined by the authority for supply contracts entered into before law 20.018 or through a regulated process of supply tenders for contracts regulated by law 20.018 which supply regulated customers as from 2010. The regulated price (nodal price) is calculated every six months by the CNE using an indicative expansion plan and corresponds to the expected marginal cost averaged over the next 48 months. Distribution companies sell their energy to regulated customers applying different regulated tariffs for final customers, or to non-regulated customers who do not want to agree supply contracts with generation companies.

On the other hand, the nodal price of capacity shown in Figure 21 is determined every six months by the authority as the cost of development of the cheapest technology to supply electricity during peak hours of demand. For each generation unit, depending on the characteristics of its primary energy source, its rate of forced failures, scheduled outages and joint contribution to the system, a capacity is recognized, which is used to determine its capacity revenues (sale of capacity). This kind of mechanism is known in international literature as “administrative type capacity payment”, because it is not determined by the market, but by an administrative body that evaluates and determines prices and quantities. In the case of Chile, these entities are the CNE and the CDEC respectively. Likewise, each generation company, in accordance with its supply contracts and the behaviour of this consumption under peak load conditions is responsible for making capacity

responsable de realizar compras de potencia en el sistema. Las compras de potencia son transferidas por los generadores como cargos de potencia a sus clientes libres y clientes regulados. En este caso, el procedimiento es regulado. La Figura 22 resume las transferencias de potencia que se realizan entre los distintos agentes del mercado en el mercado spot.

purchases in the system. Capacity purchases are transferred by generators as capacity charges to their non-regulated and regulated customers. In this case the procedure is regulated. Figure 22 summarizes capacity transfers between different market agents in the spot market.

Figura 22: Transferencias de potencia en el mercado spot
Transfer of capacity in the spot market



Fuente: Elaboración propia/Source: Own production

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.

It can be seen that in theory, capacity charges to final costumers cover the capacity revenues of power plants. The surplus or deficit capacity condition of a generation company will depend on its supply contracts. For instance, a company with no supply contracts will always be a surplus company in capacity transfers, since it has no declared obligations and these will not be discounted from its balance.

Si bien el esquema chileno de precios considera el costo de expansión a través del valor de desarrollo de la potencia de punta, igualmente contempla la remuneración de la energía al costo de falla. En efecto, el costo marginal de energía corresponde al costo de energía no suministrada durante los periodos de racionamiento, y tanto los modelos de cál-

Even though the Chilean price scheme considers expansion costs in the value of developing peak capacity, it also considers the remuneration of electricity at outage cost. Indeed, the marginal cost of electricity represents the cost of electricity not supplied during periods of rationing, and both models for the calculation of regulated customer prices and

culo de precios a clientes regulados, como los de planificación de la operación, incorporan el costo de la energía no suministrada al optimizar la operación del sistema.

3.4 Mercado de contratos

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

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

models for system operation planning incorporate the cost of electricity not supplied when optimizing the operation of the system.

3.4 Contract market

The contract market is a financial-type market with contracts freely agreed between the parties. The contract market has the following characteristics:

- Generators can enter into contracts with distribution companies and non-regulated customers.
- The contracts with distribution companies can be established for the supply of regulated customers or for non-regulated customers.
- Contracts are confidential; details about supply point and quantities must be reported to the CDEC for their administration.
- In the contract market a supply and a purchase obligation is established at a predetermined price. Normally, measurements are performed on an hourly basis.
- Contracts are financial, i.e. generators always buy in the spot market to sell at the contract market, whether dispatched or not. The financial contract provides price stability to purchasers and sellers, in accordance with their expectations of the evolution of marginal costs.
- Non-regulated customers are those with connected capacity greater than 2 MW, and they can choose to belong to this category for at least four years if the connected capacity is greater than 0.5 MW and lower than 2 MW.
- At present, sales to distributors are made at the nodal price of energy and capacity. However, as from 2010, prices for regulated customers shall be established on the basis of the energy

los precios de energía y potencia resultantes de licitaciones públicas de suministro.

- El precio de nudo de energía corresponde al promedio de los costos marginales esperados de corto plazo, con un mínimo de 24 y un máximo de 48 meses, ajustado a una banda de precios libres.¹⁷

El precio de nudo es calculado semestralmente por la CNE en los meses de abril y octubre.

3.5 Servicios complementarios

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

- **Suficiencia:** atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer su demanda.
- **Seguridad de servicio:** capacidad de respuesta de un sistema eléctrico, o parte de él, para soportar contingencias y minimizar la pérdida de consumos, a través de respaldos y de servicios complementarios.
- **Servicios complementarios (SSCC):** recursos técnicos presentes en las instalaciones de generación, transmisión, distribución y de clientes no sometidos a regulación de precios con que deberá contar cada sistema eléctrico para la coordinación de la operación del sistema en los términos dispuestos en el artículo 137º del DFL Nº 4. Son

and capacity prices resulting from public supply tenders.

- The nodal price of energy is the average of the marginal costs expected in the short term, with a minimum of 24 and a maximum of 48 months, adjusted to a free price band.¹⁷

The nodal price is calculated by the CNE every six months in April and October.

3.5 Ancillary services

After the enactment of Law 19.940, dated March 2004, a formal distinction was made between the concepts of adequacy and security of the electricity system which led to the implementation of ancillary services (SSCC). With regard to SSCC, the Law establishes that “all owners of interconnected electricity installations must provide their available SSCC to coordinate the operation of the system in accordance with the security and service quality standards”. These concepts are explicitly defined as:

- **Adequacy:** attribute of an electricity system whose installations are adequate to supply demand.
- **Service security:** response capability of an electricity system, or a part of it, to withstand contingencies and minimize consumption loss through backups and ancillary services.
- **Ancillary services (SSCC):** technical resources available at generation, transmission, distribution and non-regulated customer installations that each electricity system shall possess to coordinate system operation under the terms stipulated in article 137 of DFL No.4. Ancillary services are those that, at least, permit the

¹⁷ Artículo 162º, DFL Nº 4.

¹⁷ Article 162, DFL No.4

servicios complementarios aquellas prestaciones que permiten efectuar, a lo menos, un adecuado control de frecuencia, control de tensión y plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias.

Se encarga a los CDEC la tarea de definir, administrar y operar estos servicios, ateniéndose a las exigencias de calidad y seguridad establecidas en la normativa y minimizando el costo de operación del sistema. En relación a la remuneración de estos servicios, se establece que los propietarios de instalaciones deberán declarar los costos incurridos por la prestación de los SSCC, los que posteriormente deberán ser valorados por los respectivos CDEC. La compatibilización de los precios de estos servicios con los cobros por concepto de energía será definida en un Reglamento complementario a la LGSE. De este modo, el regulador avanza en la separación de los atributos de seguridad y suficiencia, tanto a nivel conceptual como de remuneración. (Ver también sección 6.5).

maintenance of adequate frequency controls, voltage controls and service recovery plans, both under normal operating conditions and under contingencies.

The CDEC are charged with defining, managing and operating these services, complying with quality and security standards established in the regulations and minimizing the operational cost of the system. With regard to the remuneration of these services, installation owners shall declare the costs incurred for the provision of SSCC. These services shall be subsequently valued by the CDEC. The compatibility of the prices of these services with electricity charges shall be defined in an ancillary regulation of the LGSE. Thus, separation of security and adequacy needs at both conceptual and remuneration levels is being achieved by the regulator. (See also section 6.5).

Las Energías Renovables No Convencionales
en el Mercado Eléctrico Chileno

Non-Conventional Renewable Energy
in the Chilean Electricity Market

4



Las ERNC en el mercado
eléctrico chileno
NCRE in the Chilean
electricity market

4 Las ERNC en el mercado eléctrico chileno

4.1 Contexto general de las ERNC

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

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

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

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

Si bien el perfeccionamiento del marco regulatorio continúa, un elemento fundamental para las ERNC fue la promulgación, en abril de 2008, de la Ley para

4 NCRE in the Chilean electricity market

4.1 General context of NCRE

Over the past few years, conditions for the development of NCRE in Chile have improved significantly, as demonstrated by an increasing interest of local and international investors in the development of these projects in Chile, as well as the launching of the first projects in the SIC using wind power and biogas, and new hydroelectric and biomass power plants.

Although the technological maturity of many NCRE and the increase in electricity prices underlie these developments, the measures undertaken by the Chilean State to remove barriers that restrict the development of NCRE projects have played a fundamental role in accelerating the development of the market associated with these projects in Chile.

Two major undertakings have been launched for that purpose: improvement of the regulatory framework of the electricity market and the implementation of direct support mechanisms for investment initiatives in NCRE.

The improvement of the regulatory framework seeks to ensure that the rules of the electricity market take into consideration the characteristics of NCRE so that they can be harmoniously incorporated into the electricity market and systems. It also intends to create the conditions to implement a portfolio of NCRE projects to accelerate the development of the market, eliminate the barriers that frequently impede innovation and generate confidence in the electricity market regarding this type of technology.

Although the improvement of the regulatory framework is still ongoing, a fundamental element for NCRE was the enactment – in April 2008 – of the Law for the

el desarrollo de las ERNC (Ley 20.257). Dicha ley y otros aspectos relevantes del mercado eléctrico para las ERNC son tratados en este capítulo.

4.2 Descripción general de etapas de desarrollo de proyectos ERNC

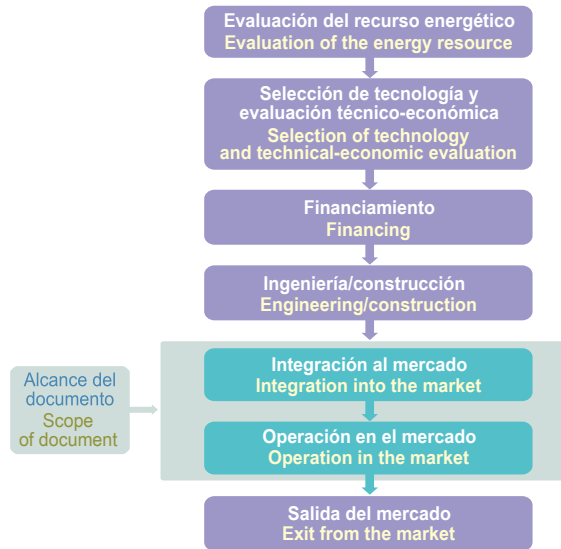
La integración y operación de las ERNC en el mercado están condicionadas necesariamente por el diseño de mercado eléctrico en el cual se insertan. Con el fin de entender los distintos aspectos involucrados en un proyecto de generación a base de ERNC, cabe plantearse las distintas etapas y elementos que condicionan su desarrollo. De esta forma, es posible identificar los distintos criterios y elementos que deben ser considerados en cada uno de los objetivos específicos planteados. La Figura 23 resume las etapas principales de análisis para un proyecto ERNC, de ellas el presente documento describe los aspectos relacionados con la integración y operación en el mercado eléctrico de los proyectos ERNC.

development of NCRE (Law 20.257). This chapter discusses that law and other aspects of the electricity market relevant to NCRE.

4.2 General description of NCRE project development stages

The integration and operation of NCRE in the market is necessarily conditioned by the design of the electricity market in which they intend to operate. In order to understand the different steps involved in a NCRE generation project, it is worth considering the different stages and elements that condition their development. Thus, it is possible to identify different criteria and elements to be considered for each one of the specific objectives proposed. Figure 23 summarizes the main steps in analysing a NCRE project. This document describes the integration and operation of NCRE projects in the electricity market.

Figura 23: Etapas de desarrollo de un proyecto ERNC
Development stages of a NCRE project



Fuente: Elaboración propia/Source: Own production

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

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

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

Por último, la etapa de salida del mercado se refiere a las condiciones que debe cumplir un agente del sector para dejar de operar en el mercado eléctrico. En este ámbito, es necesario cumplir con procesos adminis-

Market integration brings together various aspects of sectoral policies and the legal and regulatory framework. On the one hand, it considers the technical elements required from a NCRE project to inject electricity to an interconnected electricity system (certifications, environmental impact assessments, construction permits, tests, measurements and protection measures). On the other hand, integration refers to the connection costs that a project may face, that could depend on the location (for example, distribution, sub-transmission, transmission), type of technology to be used (for example, with or without surplus regulation capacity) and power levels to be injected into the network (i.e. lower or greater than 9 MW). These factors are closely related to defined remuneration schemes for transmission and distribution.

Operation in the market refers to the price system a NCRE project shall face in order to estimate its revenues and costs during operation. It is necessary to know the commercial alternatives for each project, or the different feasible business models. For example, one needs to know the way in which way energy sales prices are determined, the price of capacity, the sale of ancillary services and the prices of possible contracts. This analysis also includes possible charges that may be paid individually or as a group, and other expenditure items such as CDEC administration expenses, or revenues.

For example, in order to compare this process for different market systems, in a system based on physical bilateral contracts, common in Europe, the self dispatch condition is a prerogative of generators that have supply contracts. However, as will be shown later, in pool-type systems, such as the one in Chile, the self-dispatch concept is restricted to just a few agents because they are in conflict with the operation of the system at a minimum global cost.

Finally, the market exit stage refers to the conditions that an agent from the sector must comply with to stop operating in the electricity market. In this aspect it is necessary to comply with administrative processes

trativos que aseguran una adecuada finalización de operaciones del proyecto ERNC o bien el traspaso de éste a otro agente del mercado.

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

4.3 Definición de medios de generación de ERNC

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

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

that ensure an adequate end to a NCRE project or its transfer to another market agent.

As shown in Figure 23, the scope of this document focuses on the market integration and operation stages of a NCRE project. Although it illustrates elements to be considered in the other stages, detailed treatment is limited to the two above-mentioned spheres.

4.3 Definition of NCRE generators

According to the last modification of LGSE (Law 20.257), non-conventional renewable generators (NCRE) are those that possess the following characteristics:

- 1) Those whose primary energy source is biomass, obtained from organic and biodegradable matter, which may be used directly as fuel or converted into other liquid, solid or gas biofuels. The biodegradable fraction of residential and non-residential solid waste is also included.
- 2) Those whose primary energy source is hydraulic energy and whose maximum capacity is less than 20.000 kW.
- 3) Those whose primary energy source is geothermal energy, understood as the energy obtained from natural heat inside the earth.
- 4) Those whose primary energy source is solar energy, obtained from solar radiation.
- 5) Those whose primary energy source is wind power, representing the kinetic energy of the wind.
- 6) Those whose primary source of energy is the energy of the sea, representing all forms of mechanical energy produced by the movement of tides, waves and currents, as well as that obtained from the thermal gradient of the seas.

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

7) Other types of generation justifiably determined by the National Energy Commission, that use renewable energy for the generation of electricity, contribute towards the diversification of sources of energy supply in the electricity systems and cause low environmental impact, in accordance with the procedures established by the regulations.

Asimismo, se definen los siguientes conceptos:

Likewise, the following concepts are defined:

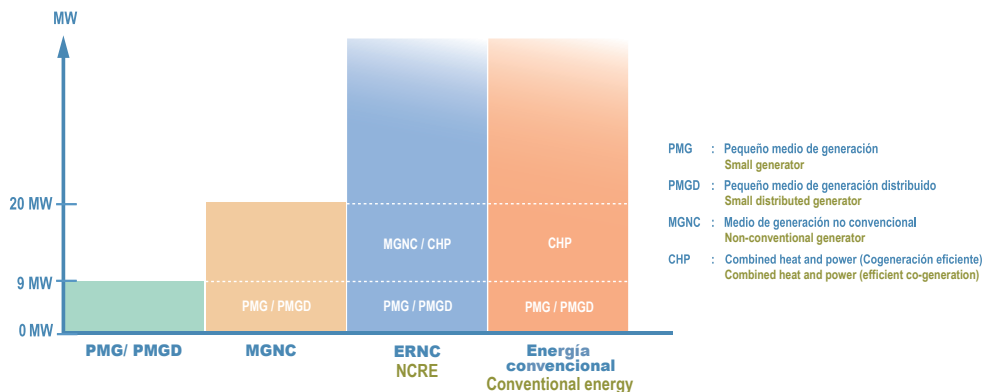
- Energía renovable no convencional: aquella energía eléctrica generada por medios de generación renovables no convencionales.
- Instalación de cogeneración eficiente: instalación en la que se genera energía eléctrica y calor en un solo proceso de elevado rendimiento energético, cuya potencia máxima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

- Non-conventional renewable energy: electricity generated using renewable non-conventional generators.
- Efficient co-generation installation: a facility where electricity and heat is generated in a single high energy yield process whose maximum capacity supplied to the system is lower than 20.000 kW and that also complies with the requirements to be established in a future regulation. It is important to note that these efficient co-generation facilities are not classified as NCRE unless they use biomass or other renewable energy as their primary fuel.

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

The classification of non-conventional renewable generators, presented in the foregoing section, includes a set of sub-classifications that have been given specific rights and obligations by Law 19.940, Law 20.257 and the regulations of D.S. 244. Figure 24 illustrates the different types of generation and their inter-relationships.

Figura 24: Clasificación de medios de generación renovables no convencionales
Classification of non-conventional renewable generators



Fuente: Elaboración propia/Source: Own production

Clasificación:

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

4.4 El marco regulatorio para las ERNC

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

Sin embargo, las modificaciones de la LGSE, oficializadas en marzo de 2004 mediante la Ley 19.940, modificaron un conjunto de aspectos del mercado de generación eléctrica que afecta a todos los medios de generación, introduciendo elementos especialmente aplicados a las ERNC. Se abre el mercado spot y se asegura el derecho a conexión a las redes de distribución a pequeñas centrales, tamaño en el que normalmente se encuentran muchas ERNC, con lo que aumentan las opciones de comercialización de la energía y potencia de dichas centrales. Adicionalmente, se establece una exención de pago de peajes por el sistema de transmisión troncal¹⁸ para los MGNC (con

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

Classification:

- 1) **PMGD:** Generators whose capacity surplus is lower or equal to 9.000 kW, connected to the installations of a concessioned distribution company, or to the installations of a company that owns electricity distribution lines using public national assets. PMGDs are given the right to connect to distribution networks.
- 2) **PMG:** Generators whose capacity surplus that can be injected to the system is lower or equal to 9.000 kW connected to installations belonging to a main, sub-transmission or additional system.
- 3) **MGNC:** Generators whose source is non-conventional and whose capacity surplus injected into the system is lower than 20.000 kW. The MGNC category does not exclude the previously described categories. Together with NCRE projects under 20 MW, this category also includes efficient co-generation projects less than 20 MW based on fossil fuels.

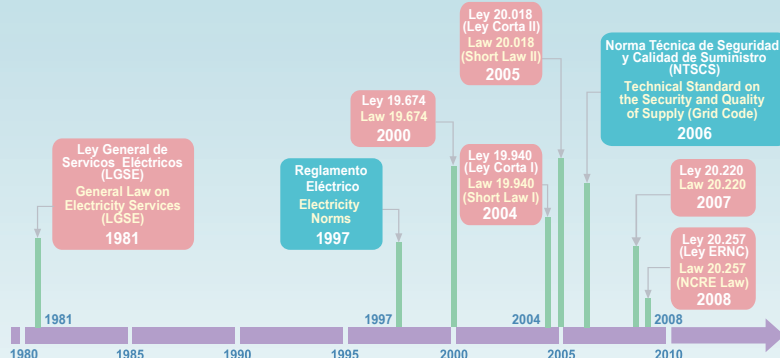
4.4 The regulatory framework for NCRE

The regulatory framework of the Chilean electricity system originally made no regulatory distinction for renewable non-conventional energies. The main milestones linked to NCRE are outlined in Figure 25 and in Annex 3.

However, changes to the LGSE, introduced in March 2004 through Law 19.940, modified a number of aspects of the electricity generation market that affect all generators, introducing elements specifically applicable to NCRE. The spot market is opened and the right to connection to the distribution networks is ensured for small power plants. Many NCRE projects are normally of this size, thus increasing the commercial options for selling energy and power of such power plants. Additionally, a charge payment exemption for the main transmission¹⁸ system is established for MGNC (with a differentiated treatment for units less than 9 MW and those between 9 MW and 20 MW). For units from 9 to

¹⁸ Section 2.5.2 includes details of the basic infrastructure of the high voltage transmission system.

Figura 25: Cronología del proceso normativo
Chronology of the regulatory process



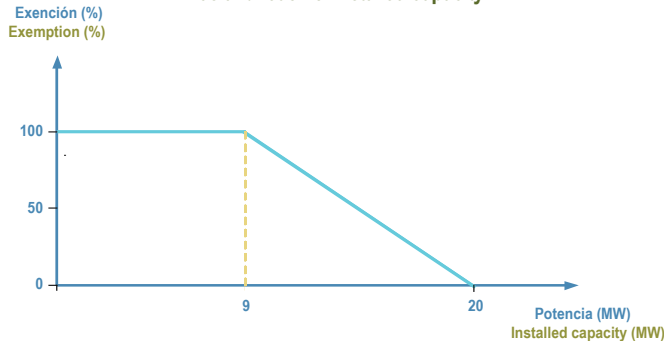
Nota: En el anexo 3 se encuentra una versión más detallada de esta figura.
 Note: A more detailed version of this figure can be found in Annex 3.

Fuente: Elaboración propia/Source: Own production

un tratamiento diferenciado para unidades menores a 9 MW de las mayores a 9 MW y hasta 20 MW). Al respecto cabe mencionar que para aquellas unidades con potencia entre 9 y 20 MW, la exención de peajes se determina mediante un ajuste proporcional, siendo completa (100%) para 9 MW y nula para medios de generación con 20 MW o más. La Figura 26 muestra la aplicación de este esquema. Lo anterior, junto con ser un beneficio para esas fuentes, es un reconocimiento de una externalidad positiva debido al bajo impacto que ellas tendrán sobre los sistemas de transmisión y sobre las inversiones asociadas a su ampliación.

20 MW capacity, the charge exemption is calculated as a proportional adjustment ranging from 100% for 9 MW and zero for 20 MW or more. Figure 26 shows the application of this scheme. The foregoing, besides being a benefit for these generation sources, is a recognition of their positive externality due to the low impact that they will have on transmission systems and on the investments associated with their expansion.

Figura 26: Exención del peaje troncal para medios de generación no convencional en función del excedente de potencia/Main charge exemption for non-conventional generators as a function of installed capacity



Fuente: Elaboración propia/Source: Own production

4.5 Ley de Energías Renovables No Convencionales (Ley 20.257)

El 1 de abril de 2008 entró en vigencia la Ley 20.257 que establece una obligación para las empresas eléctricas que un porcentaje de la energía comercializada provenga de fuentes ERNC.¹⁹

Las disposiciones principales de la ley son:

- Cada empresa eléctrica que efectúe retiros de energía desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW (es decir, el SING y el SIC) para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales, deberá acreditar que una cantidad de energía equivalente al 10% de sus retiros en cada año calendario haya sido inyectada a cualquiera de dichos sistemas, por medios de generación renovables no convencionales, propios o contratados.
- Entre los años 2010 y 2014, la obligación de suministrar energía con medios renovables no convencionales será de 5%. A partir de 2015, este porcentaje se incrementará en 0,5% anual, hasta llegar al 10% en el año 2024. Este aumento progresivo se aplicará de tal manera, que los retiros afectos a la obligación el año 2015, deberán cumplir con un 5,5%, los del año 2016 con un 6% y así sucesivamente, hasta alcanzar el año 2024 el 10% provisto, como muestra la Figura 27.

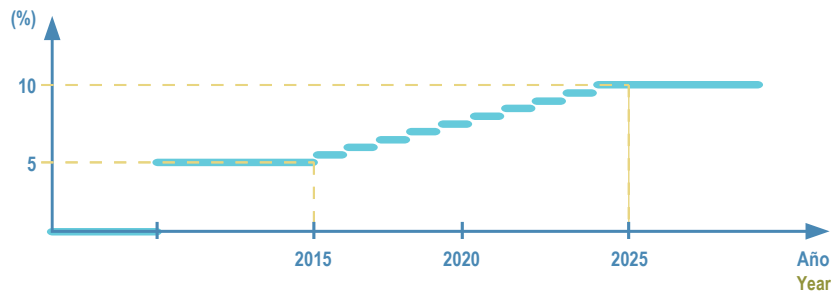
4.5 Law on Non-Conventional Renewable Energy (Law 20.257)

On April 1, 2008, Law 20.257 came into effect, establishing the obligation for electricity companies that a percentage of their energy sold must be produced by NCRE sources.¹⁹

The main provisions of the law are:

- Every electricity company obtaining energy from electricity systems with installed capacity greater than 200 MW (i.e. SING and SIC) to sell to distributors or final customers, shall guarantee that 10% of its purchases within each calendar year, has been injected into any of these power systems by non-conventional renewable generators, either their own or contracted.
- Between 2010 and 2014 the obligation to supply energy from non-conventional renewable generators will be 5%. As from 2015, this percentage will increase gradually by 0.5% annually, to reach 10% in 2024. This progressive increase will be applied in such a way that purchases affected by the obligation in 2015 must comply with 5.5%, in 2016 with 6% and so on, to reach 10% in 2024, as shown in Figure 27.

Figura 27: Obligaciones anuales establecidas en la Ley 20.257
Annual obligations established in Law 20.257



Fuente: Elaboración propia/Source: Own production

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

¹⁹ In international terminology, this model is known as a quota model.

- La empresa eléctrica que no acredite el cumplimiento de la obligación al 1 de marzo siguiente al año calendario correspondiente, deberá pagar un cargo, cuyo monto será de 0,4 UTM²⁰ por cada MWh de déficit respecto de su obligación. Si dentro de los tres años siguientes incurriese nuevamente en incumplimiento de su obligación, el cargo será de 0,6 UTM por cada MWh de déficit.
 - Esta obligación regirá a contar del 1 de enero del año 2010, y se aplicará a todos los retiros de energía para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales cuyos contratos se suscriban a partir del 31 de agosto de 2007, sean contratos nuevos, renovaciones, extensiones u otras convenciones de similar naturaleza.
 - Las obligaciones pueden acreditarse con indiferencia del sistema interconectado en que se realicen las inyecciones (SIC o SING), es decir, una empresa que suministra energía en el SIC puede usar ERNC producida en el SING para fines de acreditación, para lo cual la ley establece la coordinación necesaria de los CDEC.
 - Cualquier empresa eléctrica que exceda su obligación de inyecciones de energía renovable no convencional podrá convenir el traspaso de sus excedentes a otra empresa eléctrica, los que podrán realizarse incluso entre empresas de diferentes sistemas eléctricos.
 - Es importante notar que el cumplimiento de esta ley sólo es válido para ERNC producida por instalaciones que se hayan conectado al sistema a partir del 1 de enero de 2007.
 - Sólo para los efectos de la acreditación de la obligación establecida en la ley, se reconocen también parte de las inyecciones provenientes de centrales hidroeléctricas cuya potencia máxima sea igual o inferior a 40 MW, aún cuando los proyectos hidroeléctricos superiores a 20 MW no
- An electricity company that does not comply with the obligation by the following March 1 of the respective calendar year, shall pay a charge of 0.4 UTM²⁰ for each MWh by which it falls short of its obligation. If within the following three years, the company again fails to comply with the obligation, the charge will be 0.6 UTM for each MWh of deficit.
 - This obligation shall be applicable as from January 1, 2010 to all energy withdrawals for sale to distribution companies or final customers whose contracts were signed from August 31, 2007 onwards, whether these are new, renewed or extended contracts, or other agreements of a similar nature.
 - Obligations may be accredited regardless of the interconnected system where injections are made (SIC or SING), i.e. a company supplying electricity in the SIC may use NCRE produced in the SING for accreditation purposes. The law establishes the necessary coordination of the CDEC.
 - Any electricity company that exceeds its obligation to inject renewable non-conventional energy may agree to transfer its surplus to another electricity company. These transfers may even be conducted between companies of different electricity systems.
 - It is important to note that compliance with this Law is only valid for NCRE produced by installations connected to the system from January 1, 2007 onwards.
 - For the exclusive purpose of accrediting the obligation established in the law, part of the injections from hydroelectric power plants whose maximum installed capacity is equal to or less than 40 MW is also recognized, even when hydroelectric projects greater than 20 MW are not defined as NCRE by

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

²⁰ The value of the UTM in August 2008 was \$ 36.182, equivalent to \$ 69.6. Therefore, 0.4 UTM/MWh is equivalent to US\$ 27.8/MWh. The monthly value of the UTM can be found on-line in www.sii.cl/pagina/valores/utm/utm2008.htm

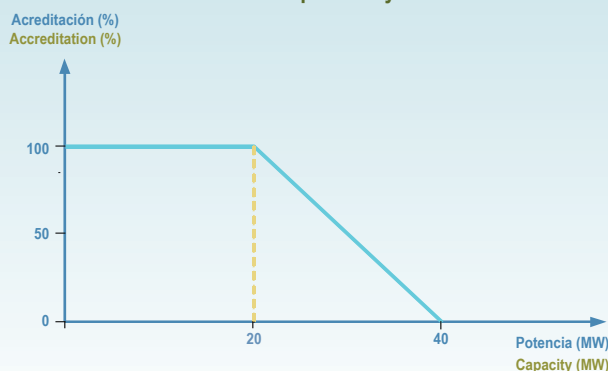
son definidos como ERNC en la ley. Este reconocimiento corresponde a un factor proporcional que es nulo para potencias iguales o mayores a la potencia señalada.

the law. This recognition represents a proportional factor which falls to zero for installed capacity equal or greater than 40MW.

La siguiente figura resume el esquema aplicable:

The following figure summarizes the applicable scheme:

Figura 28: Mecanismo de acreditación de excedentes para unidades hidráulicas
Mechanism to accredit surplus for hydraulic units



Fuente: Elaboración propia/Source: Own production

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.

It is emphasised that NCRE accreditation is not limited to projects smaller than 20/40 MW and that hydroelectric power plants are considered a special case. For instance, in the case of a 100 MW wind farm, all the energy injected into the system is recognized.

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

The laws and regulations associated with this process produce price signals that are followed by decision makers in the electricity market. Efficient price signals create the right conditions to attract investments in non-conventional renewable energy projects, and are thus distinctive factors for this type of project.

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

Finally, it is important to note that the changes introduced by Law 20.257 also create a demand for non-conventional renewable energy within the electricity sector, introducing new economic exchanges among companies at the wholesale market level.

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

The full text of Law 20.257 is found in Annex 1.



Integración al mercado de ERNC
Market integration of NCRE

5 Integración al mercado de ERNC

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

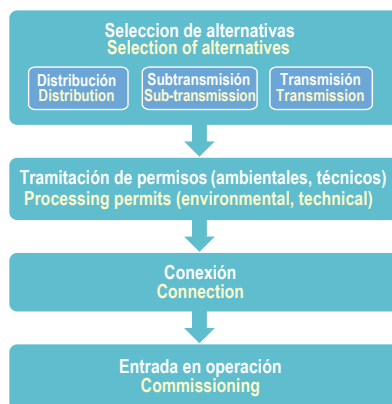
La Figura 29 muestra las correspondientes etapas consideradas en el proceso de integración al mercado de ERNC, estas etapas se describen en detalle en las siguientes secciones de este capítulo.

5 Market integration of NCRE

This chapter deals with the issue of integrating NCRE into the market. It is important to note that the topics covered in this section are primarily technical issues. Initially, the different integration alternatives available for participating in the market will be described. The legal provisions in force, the obligations of participating in the market, eventual preferential arrangements and their justifications will be considered. These alternatives also refer to the level of voltage in the network (distribution with voltages lower or equal to 23 kV, sub-transmission or transmission with voltages greater than 23 kV) to arrange the connection of a NCRE project. Once the project connection location is identified, the necessary procedures to allow for the operation of a NCRE generator are described. Finally, connection costs are discussed. These also depend on connection location, as occurs with the associated procedures and technical regulations.

Figure 29 shows the various stages in the process of market integration of NCRE. These stages are described in detail in the following sections of this chapter.

Figura 29: Etapas de integración al mercado
Market integration stages



Fuente: Elaboración propia/Source: Own production

5.1 Alternativas de integración a un sistema eléctrico

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

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

5.1 Alternatives of integration into an electricity system

Integration to electrical systems begins with identifying the subsystem where the NCRE project seeks to connect. According to current regulations this means choosing whether the connection will be done at the level of distribution or in the transmission systems.

It is important to note that technical standards applicable to the connection and operation of a NCRE generator differ depending on the selected connection system. Figure 30 shows the regulations applicable to a NCRE project based on whether its connection is to a distribution or transmission system. Accordingly, the standards and/or regulations²¹ are shown for their application in three stages: environmental impact study, connection to the electricity system, and operation in the system.

Figura 30: Normativa aplicable en función del sector de conexión
Applicable regulation based on the connection sector

	Distribución Distribution	Subtransmisión Sub-transmission	Transmisión Transmission
	0,4 kV < V <= 23 kV	23 kV < V <= 500 kV	
Operación Operation	NTCO DS 244	NTSCS DS 327	
Conexión Connection	NTCO DS 244	NTSCS DS 327	

Sector de conexión
Connection sector

Fuente: Elaboración propia/Source: Own production

Por lo tanto, si el proyecto ERNC pretende la conexión a un sistema de distribución, la normativa aplicable es la Norma Técnica de Conexión y Operación en media tensión (NTCO). Si por el contrario, la conexión es a sistemas de transmisión, la normativa técnica aplicable es la que se encuentra en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSCS). Una clara distinción entre los sistemas de distribución y los otros

Therefore, if the NCRE project seeks to connect to a distribution system, the applicable standard is the Technical Standard for Connection and Operation (NTCO) at medium voltage. On the other hand, if the connection is to a transmission system, the applicable standard is the Technical Standard of Security and Quality Service (NTSCS). An easy way to distinguish between distribution systems and others is by

²¹ Los reglamentos y normas aludidas se encuentran disponibles en forma pública en el sitio web de la CNE (www.cne.cl).

²¹ These standards and regulations are publicly available on the CNE Web Page (www.cne.cl).

se logra identificando el voltaje de operación de la red, ya que las redes de distribución son todas aquellas que operan a voltajes menores o iguales a 23 kV. No obstante, en el capítulo 2 se presentan distinciones más detalladas de los sistemas entre sí.

5.2 Tramitación de permisos técnicos

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

5.2.1 Conexión a redes de distribución

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

Phase 1

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

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

1. Plano geo-referenciado mostrando la identificación, características técnicas a lo largo del trazado y la ubicación de los puntos singulares del alimentador de distribución.

identifying the network's operating voltage, because distribution networks operate with voltages lower or equal to 23 kV. Chapter 2 has more details of the different systems.

5.2 Processing technical permits

The procedures needed to commission a NCRE project are outlined in the regulation mentioned in section 4.2. As mentioned above, the connection procedure and the permit to begin operations depends on the system that the NCRE generator connects to.

5.2.1 Connection to distribution networks

Figure 31 shows the connection procedure and commissioning of a PMGD, without needing to make a distinction between NCRE and conventional. This procedure can be differentiated in two main phases. These phases are described as follows:

Phase 1

Someone interested in connecting a PMGD to the medium voltage network of a distribution system must report his intention, in writing, to the respective distribution company, attaching the background information required by the current regulations. This background information must be delivered by filing an “Installation information application”. A copy of this application, together with the full background information must be sent by the interested party to the SEC.

Within a maximum period of 15 days, the distribution company will provide the requested background information details of its installations that are important for the design and operation of the PMGD that requests the connection to the distribution system. The information must contain:

1. Geo-referenced layout showing the identification, technical characteristics throughout the route, and location of the unique points of the distribution feeder.

- | | |
|--|---|
| <p>2. Los puntos singulares mínimos a identificar son: equipos de maniobra, equipos de interrupción, equipos de compensación, puntos de derivación, puntos donde se ubican otros equipos de protección, control y comunicaciones, y puntos de conexión de los usuarios del sistema de distribución (SD).</p> <p>3. Las secciones y tipos de conductor existentes en cada segmento del trazado de la red de media tensión.</p> <p>4. La demanda de diseño del alimentador en la cabecera.</p> <p>5. Los proyectos de inversión relevantes que afectarán la información proporcionada sobre el alimentador, incluyendo ampliaciones o modificaciones de éste, para un horizonte de 18 meses, a partir de la fecha de solicitud de los antecedentes.</p> <p>6. La capacidad de cortocircuito de la subestación que abastece al alimentador, calculada considerando las ampliaciones o modificaciones previstas en el número anterior.</p> | <p>2. The minimum unique points to identify are: switchgear, breakers, compensation equipment, branching points, points where other protection, control and communications equipment are located, and connection points of other users of the distribution system (SD).</p> <p>3. Sections and types of conductors that exist in each segment of the medium voltage layout.</p> <p>4. The design demand of the feeder at its header.</p> <p>5. Relevant investment projects that may affect the information on the feeder, including expansions or modifications, for an 18-month time frame from the date when the background information was requested.</p> <p>6. The short-circuit capacity of the substation that supplies the feeder, calculated considering the expansions or modifications foreseen in the previous paragraph.</p> |
|--|---|

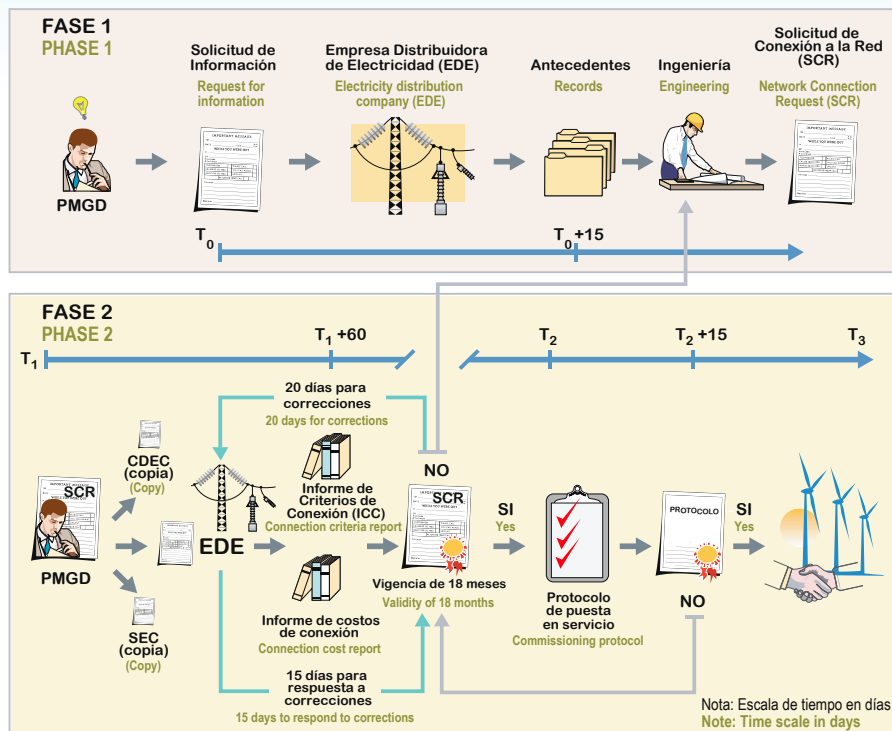
Una vez recibida la información de la empresa de distribución, el interesado puede desarrollar la ingeniería de su proyecto. Concluida la determinación del punto de conexión al sistema y el desarrollo de la ingeniería respectiva, el interesado en el proyecto elaborará la Solicitud de Conexión a la Red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

Once the information is received from the distribution company, the interested party can develop the engineering design of its project. Once the connection point to the system is established and the respective engineering design has been concluded, the interested party will submit the Network Connection Application (SCR). The SCR must contain as a minimum:

- | | |
|---|---|
| <p>1. Plano de ubicación de las instalaciones, incluyendo la designación y límites del terreno.</p> <p>2. Disposición y diagrama unilíneal de todas las instalaciones eléctricas, con los datos de los equipos considerados, incluyendo posibles líneas y subestaciones en media tensión, de unión con el cliente mismo, longitudes de cables y líneas, esquemas de subestaciones.</p> <p>3. Datos eléctricos de los transformadores que se emplearán en la conexión al SD.</p> <p>4. Descripción de las protecciones, especificando tipo, fabricante, conexión y funciones.</p> <p>5. Corriente de cortocircuito en el punto de conexión al SD de media tensión.</p> | <p>1. An installation location plan, including the description and boundaries of the land.</p> <p>2. A single line diagram of all electricity installations, with equipment data, including possible medium voltage lines and substations, linking with the customer himself, length of cables and lines, and substation diagrams.</p> <p>3. Electrical data of the transformers to be used in the connection to the distribution system (SD).</p> <p>4. Description of protectors, specifying type, manufacturer, connection and functions.</p> <p>5. Short-circuit current at the connection point to the SD at medium voltage.</p> |
|---|---|

6. Descripción del tipo y forma operativa de la máquina motriz, generador y eventualmente inversor o convertidor de frecuencia, así como de la forma de conexión al SD, incluyendo hojas de datos y protocolos de pruebas.
6. Description of the type and operating method of the mechanical drive, generator and, if applicable, inverter or frequency converter, as well as of the form of connection to the SD, including data sheets and test protocols.
7. En el caso de inversores y convertidores de frecuencia: protocolos de pruebas o antecedentes similares sobre las armónicas superiores e intermedias esperadas. En el caso de centrales eólicas: certificados, protocolos de pruebas o antecedentes similares sobre las características eléctricas.
7. In the case of inverters and frequency converters: test protocols or similar information about the expected higher and intermediate harmonics. In the case of wind generators: certificates, test protocols or similar records on electrical characteristics.
8. Informe acerca del impacto del PMGD en el punto de repercusión asociado.
8. Report on the impact of the PMGD in the associated repercussion point.
9. Información sobre controladores de frecuencia y voltaje, con sus rangos de operación, y del sistema de control y protecciones.
9. Information about frequency and voltage controllers, with their operation ranges, and about the control and protection system.

Figura 31: Procedimiento de conexión y puesta en servicio de un PMGD
Connection procedure and commissioning of a PMGD



Fuente: Elaboración propia/Source: Own production

Fase 2

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

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

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

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

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

Phase 2

Once the Network Connection Request (SCR) has been drawn up, the interested party shall submit it to the distribution company. Copies of the SCR shall be sent to the SEC and CDEC within the next 3 days following its presentation to the distribution company.

In a maximum period of 2 months calculated from the date of presentation of the SCR by the interested party, the distribution company shall provide the following reports with copies to the SEC:

- ICC (Connection Criteria Report), expressing agreement or disagreement with the SCR presented by the interested party or owner of a PMGD. This report shall contain the technical information that supports the distribution company's position.
- Additionally, the distribution company may issue a report of connection costs in case it wishes to justify that the additional costs in the zones adjacent to the PMGD connection point are greater than the savings produced by the operation of a PMGD.

To produce the previous reports, the distribution company shall at all times consider the requirements needed to maintain the quality standards of supply in its network.

Should the distribution company refuse the SCR, the user shall select another connection point and re-engineer the project. However, if the interested party disagrees with the distribution company reports, the interested party may present a corrections application to those reports, including the justification for its disagreement. This application shall be sent to both the distribution company and the SEC, within a maximum period of 20 days following the reception of the reports from the distribution company. The distribution company shall answer the SCR within a maximum period of 15 days from the date of its reception, jointly with the ICC and the connection costs report, which shall include all modifications made as a result of the information presented in the

cuales deberán incorporar todas las modificaciones efectuadas a partir de los antecedentes presentados en la mencionada solicitud de correcciones.

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

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

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

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

5.2.2 Conexión al sistema de transmisión

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

En los sistemas adicionales sólo estarán sometidas

corrections application.

Upon acceptance of the SCR, this shall be valid for 18 months calculated from the reception of the ICC by the interested party or owner of a PMGD.

Before the start of synchronized operation of the PMGD, a Commissioning Protocol shall be carried out, which refers to the set of technical tests needed to approve the commissioning of the installations. This protocol shall be sent to the distribution company for its evaluation. The distribution company shall grant its approval within a maximum period of 15 days after receiving the protocol. .

Once the Commissioning Protocol defined in the NTCO has been completed, in the case of non-compliance with the information presented in the SCR, the distribution company may postpone the PMGD connection to the SD until the situation justifying the postponement is corrected. In case no such postponement is adopted, the respective company shall inform the PMGD owner in writing and with a certified copy to the SEC, indicating the elements or systems that fail to comply with the provisions of the protocol.

Before the start-up of operations of the PMGD, the PMGD owner shall send a copy of the Commissioning Protocol accepted by the respective company to the SEC. Once that is completed, the PMGD may begin operations.

5.2.2 Connection to the transmission system

According to the legislation, main transmission and sub-transmission system installations of each electricity system are subject to a regime of open access, and may be used by third parties, under non-discriminatory technical and economic conditions for all users, by paying the appropriate charge for the use of the transmission system.

In additional systems, the only lines subject to an

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

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

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

5.3 Costos de conexión

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

open regime shall be those that in their layouts use easements and public assets, such as streets and public roads. Transport in these systems is ruled by private contracts between parties, and in accordance with the relevant legal provisions.

According to current regulations, all generators must inform CNE and the corresponding CDEC in writing of their interconnection to the system at least 6 months in advance. In addition, generation installation shall not begin operations until the SEC is informed 15 days in advance. This information shall include a general description of the facilities that are to be put in service, a list of the main equipment and materials, their technical characteristics and whether they are new or reconditioned.

The design and information requirements to be provided by generators are described in detail in the NTSCS, and are valid for any generator that connects to an electricity system. It should be pointed out that since 2006 this regulation has largely replaced the dispositions established in the Electricity Regulation D.S. 327 used hitherto in the sector since 1997.

5.3 Connection costs

In general terms, connection costs related to transmission equipment, substation, protection, control and measurement systems must be considered as part of a generation project. This equipment is necessary to safely inject energy from the power plant into the electricity system, respecting the minimum technical requirements established in the regulations and standards (time periods, minimum design standards of the installations, security standards and service quality, operation and monitoring of installations). These costs form part of the project and the amounts depend on each specific project.

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

5.3.1 Costos de conexión a redes de distribución

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

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

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

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

In addition, in the case of connections to distribution networks, the regulations envisage possible connection costs that are outlined in the following section.

5.3.1 Connection costs to distribution networks

The standard that governs this topic, which refers to PMGDs, is article 149 of DFL No. 4 2007, which states in its fifth paragraph:

“Concessionaries of the public electricity distribution service, as well as those companies that possess electricity distribution lines that make use of public, national assets, shall allow connection to their distribution installations by generators whose capacity surplus supplied to the electricity system does not exceed 9.000 kilowatts, notwithstanding compliance with current security and service quality requirements. The additional works needed to enable the injection of that capacity surplus shall be carried out by the owners of the respective distribution system and their costs will be charged to the generator owners, in accordance with the regulations. To calculate these costs, the additional costs in adjacent zones of the injection point will be taken into consideration as well as the cost savings in the rest of the distribution network, in accordance with the procedures defined in the rules. The value of these additional installations will not be considered as part of the new replacement value of the respective distribution company”.

Projects connected to distribution systems with an installed capacity greater than 9 MW are ruled by the general regulations, and the distribution company is not obliged to permit a connection.

The regulation D.S. 244 establishes the methodology to be used under the legislation, and detailed procedures are specified in the NTCO.

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

- El PMGD interesado presenta una solicitud de información a la empresa distribuidora a la cual desea conectarse.
- La empresa distribuidora entrega la información en un plazo determinado.
- El PMGD presenta una solicitud de conexión a la red, SCR, con los antecedentes de su proyecto.
- La distribuidora emite un Informe de Criterios de Conexión y en caso de estimar que los ahorros introducidos por el PMGD son inferiores a los costos, debe emitir un informe de costos de conexión que incluya:
 - a) Costo fijo por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independientes de su consumo.
 - b) Pérdidas medias de distribución en potencia y energía.
 - c) Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución.
 - d) Si, como resultado del estudio de costos de conexión, se establece que los costos son superiores a los ahorros, la empresa distribuidora debe proponer al propietario del PMGD alternativas de pago de los costos no cubiertos por los ahorros.
 - e) El PMGD puede presentar su disconformidad solicitando fundadamente correcciones al informe de costos.
 - f) La empresa distribuidora debe responder la solicitud de correcciones.
 - g) En caso de persistir discrepancias, éstas son resueltas por la SEC.

In general terms, it can be stated that the methodology consists of a case by case analysis that, following the general procedure outlined in the previous section, can be summarized as follows:

- The interested PMGD presents an information request to the distribution company that it wants to connect to.
- The distribution company provides the information within a specific deadline.
- The PMGD submits a network connection application, SCR, with the supporting data of his project.
- The distribution company issues a Connection Criteria Report and in case it deems that savings introduced by PMGD are lower than costs, must issue a connection costs report that includes:
 - a) A fixed cost for administrative expenditure, billing and customer service expenses; regardless of consumption.
 - b) Mean distribution losses in both energy and capacity.
 - c) Standard of investment, maintenance and operation costs associated with distribution.
 - d) If as a result of the study on connection costs it is established that costs are greater than savings, the distribution company shall suggest to the owner of the PMGD alternatives to pay for the costs not covered by savings.
 - e) The PMGD may present its disagreement requesting justified corrections of the costs report.
 - f) The distribution company must answer the request for corrections.
 - g) If discrepancies persist, these are resolved by SEC.

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

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

5.3.2 Costos de conexión a un sistema de transmisión

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

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

It is important to state that the costs and savings mentioned in the connection costs report must be based on the criteria and evaluation periods established for model companies in the calculation of the Added Value of Distribution (VAD), considering the expected PMGD injections. Likewise, the value of additional installations required for the PMGD connection is not considered as part of the new replacement value of the respective distribution company.

In the preparation of reports, the distribution company must consider at all times the requirements necessary to maintain quality standards in its network.

5.3.2 Connection costs to a transmission system

The prevailing regulations do not establish connection costs to transmission systems. Costs attributable to a generation project are included in the charges that must be paid for the use of transmission systems. However, owners of generation projects are responsible for, and have to pay the costs for transmission installations between the generation project and the system. It is important to mention that the CDEC define a set of technical requirements needed for the integration of new generation sources, which can result in transmission system expansions that will be charged to all users through the charge scheme, if these involve expansion works of the main transmission systems and sub-transmission systems. In the case of additional transmission systems, their expansions are negotiated between the owner and the user.

Likewise, participation in the electricity market requires electricity companies to contribute to the financing of the CDEC. However, certain electricity companies – for example, those whose total installed capacity is less than 9 MW or whose length of transmission lines do not exceed 100 kilometres in total, may abstain from exercising their right to participate in the CDEC,

derecho a integrar el CDEC y, por lo tanto, no concurren a su financiamiento.

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

and thus do not contribute to its financing.

In addition, regardless of their participation in the electricity market, generation, transmission and concessioned public service electricity distribution companies must finance the operating costs of the Panel of Experts.



Operación comercial en el mercado
Commercial market operation

6 Operación comercial en el mercado

6 Commercial market operation

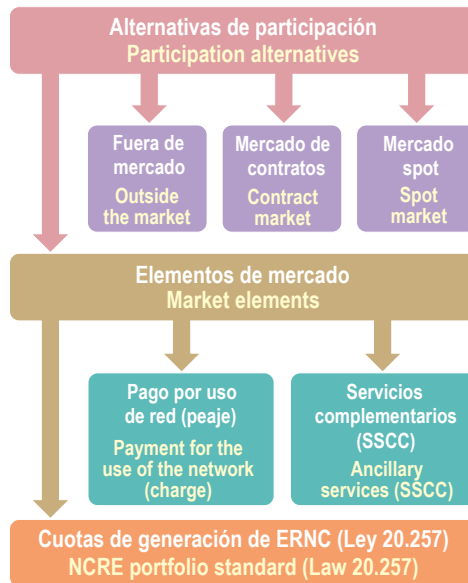
La operación en el mercado de un proyecto ERNC se rige por las condiciones generales aplicables a cualquier medio de generación y descritas en el capítulo 2. Basado en esta descripción general, a continuación se entregan en mayor detalle las distintas alternativas de comercialización para un proyecto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

The market operation of an NCRE project is regulated by the general rules applicable to any generator, described previously in chapter 2. Based on this general description, the different commercial alternatives for an NCRE project are now set out in greater detail.

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

The technical aspects of operation in an electricity market are covered through the regulations and technical standards of the respective segments. In the case of transmission systems, the NTSCS defines the operation and measurement requirements of the generator units. At medium voltage levels, the NTCO focuses on the operational and coordination aspects of PMGD. For low voltage levels, there is no specific standard, but NSEC4 provides general guidelines in this respect.

Figura 32: Elementos constitutivos de la operación en el mercado
Factors that constitute operation in the market



Fuente: Elaboración propia/ Source: Own production

La Figura 32 muestra un diagrama esquemático relacionado con los elementos que se consideran en la operación en el mercado. En primer lugar, se presentan las diferentes alternativas de participación entre las que sobresalen las tres básicas: fuera de mercado, mercado spot y mercado de contratos. Existen otras alternativas que se constituyen, en grandes rasgos, como una mezcla de las alternativas previamente citadas. En cuanto a la alternativa fuera de mercado, ésta hace referencia a la negociación directa entre un pequeño generador ERNC y la empresa de distribución, sin formar parte en forma directa en el mercado spot o de contratos. Asimismo, la representación en el mercado spot de un ERNC por parte de una empresa eléctrica de generación es, en términos comerciales para el proyecto ERNC, considerada dentro de esta categoría.

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

6.1 Descripción general de alternativas de comercialización

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

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

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

Figure 32 shows a schematic diagram of the factors considered in the operation of the market. First, it presents the different participation alternatives, among them the three basic ones: out-of-market, spot market and contracts market. There are other alternatives that, in very general terms, consist of a mixture of the previously mentioned alternatives. Regarding the out-of-market alternative, this refers to the direct negotiation between a small NCRE generator and the distribution company, without directly forming part of the spot or contracts markets. Similarly, a NCRE project that is represented by an electricity generating company in the spot market is from a commercial point of view also considered to be within this category.

The second stage illustrates typical elements of market participation, emphasizing payment for the use of the network (charges) and ancillary services (SSCC). Finally, it illustrates other factors to be considered in market participation, such as the NCRE portfolio standard (established in Law 20.257).

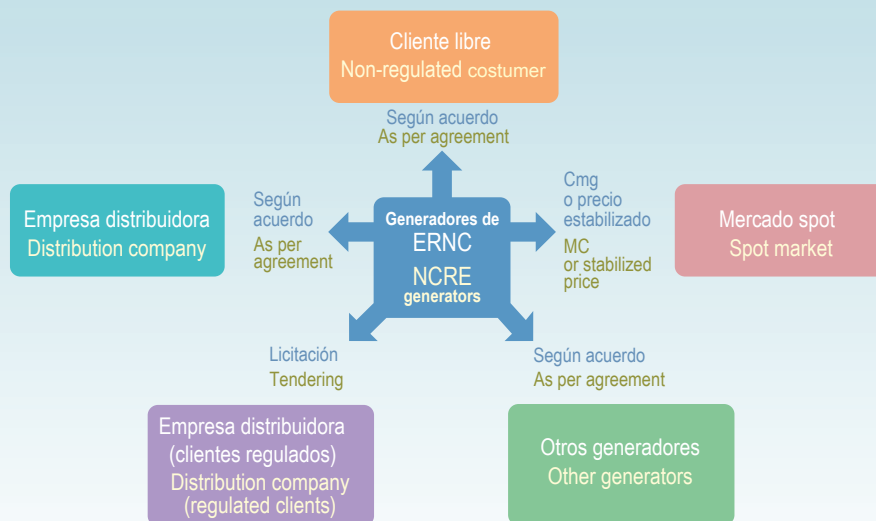
6.1 General description of commercial alternatives

Figure 33 shows, in general terms, the different commercial interaction alternatives of an NCRE. It also illustrates the type of agreement reached. For example, with free customers, contracts are agreed between the parties, whilst in the case of the spot market, transactions are conducted at a marginal cost or stabilized price.

This gives rise to different business models for NCRE projects in the Chilean electricity market, considering the following:

- Sale of energy and capacity to other generation companies, through CDEC, in the spot market (at the instantaneous marginal cost for energy and at the nodal price for capacity).

Figura 33: Alternativas de interacción comercial de ERNC
Commercial alternatives for NCRE



Fuente: Elaboración propia/Source: Own production

- Venta de energía y potencia, a través del CDEC, en el mercado spot a precio estabilizado (corresponde al precio de nudo de las inyecciones) para energía y al precio de nudo de la potencia a otras empresas de generación.
- Venta de energía y potencia a una empresa distribuidora que participa en una licitación, donde el precio de energía corresponde al estipulado en el contrato y el precio de potencia, al precio de nudo de la potencia vigente en el momento de la licitación.
- Venta de energía y potencia a una empresa generadora en un contrato de largo plazo a precios a convenir para energía y potencia.
- Venta de energía y potencia a un cliente libre en un contrato de largo plazo a precios a convenir para energía y potencia.
- Sale of energy and capacity to other generation companies, through CDEC, in the spot market at a stabilized price for energy (corresponds to the nodal price of injections) and at the nodal price for capacity.
- Sale of energy and capacity to a distribution company that participates in a tendering process, where the price of energy is the price stipulated in the contract and the price of capacity is the nodal price for capacity valid at the time of the tender.
- Sale of energy and capacity to a generating company through a long term contract at agreed energy and capacity prices.
- Sale of energy and capacity to a non-regulated customer through a long term contract at agreed energy and capacity prices.

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

The following section describes alternative business models in greater detail.

6.1.1 Venta de energía en el mercado spot

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

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

Las transacciones del mercado spot son calculadas mensualmente por los CDEC, una vez conocidos los valores reales de la operación.

6.1.1 Sale of energy in the spot market

As mentioned in Chapter 3 (section 3.3), the spot market is the default market for all generators that join the Chilean system. In this market, only generation companies trade electricity. Its main characteristics are:

- Each generator sells or purchases electricity depending on his power plant dispatch and (supply) contracts, without a prior agreement between them.
- Only generators participate in this market.
- Purchase and sale of electricity is conducted at short-term marginal cost (hourly) at the respective busbar or node where the electricity is withdrawn (for consumption) or where generators inject.
- The marginal cost is characterized by its volatility.
- The purchase and sale of capacity is conducted at the nodal price for capacity at the respective busbar.
- The nodal price of capacity is calculated every six months by the CNE, in April and October. According to marginal theory, this price is based on the investment cost and on operational and maintenance costs (O&M) of a generation unit capable of supplying capacity to the system during peak demand.
- Generators sell all their produced energy and recognized capacity in the spot market at the injection busbar or node.
- Generators purchase (energy and capacity) in the spot market to supply their contracts at the supply busbar or node.

Spot market transactions are calculated monthly by the CDEC, once the real values of the operation are known.

6.1.2 Venta de potencia en el mercado spot

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

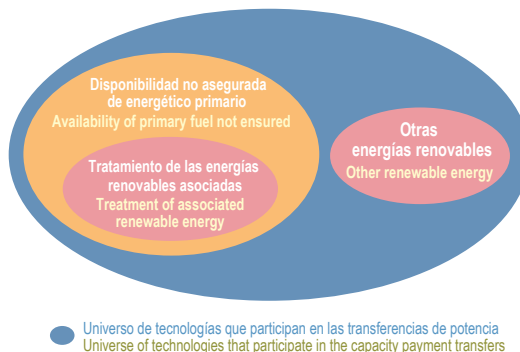
El tratamiento de las energías renovables no está descontextualizado del esquema general con que un sistema o país aborda los pagos por potencia o capacidad, con los requerimientos de suficiencia y seguridad asociados. La Figura 34 ejemplifica esta situación, donde se distinguen aquellas tecnologías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

6.1.2 Sale of capacity in the spot market

Payment for capacity (or power) is an incentive to promote system adequacy in the electricity market, and is consistent with the two-part marginal pricing scheme that differentiates prices between peak and off-peak periods. Thus, one part of the electricity price is associated with variable production costs and is charged per consumption unit. Another part, capacity or power, is a charge for the availability of the service, and which is a result of the installation of capacity. The capacity charge therefore includes the costs of providing this capacity, namely the fixed capital costs, and is assigned among consumers that require supply during peak periods.

Renewable energy has to be considered as part of a general scheme by which a system, or country, deals with payments for capacity or power, alongside the need to meet adequacy and security requirements. Figure 34 illustrates this situation, showing power plant technologies with no assured availability of their primary fuel during a period of analysis, wind power for example, or even fossil fuels suffering from supply problems. However, renewable sources may exist, such as biomass or geothermal, that are not affected by unavailability of primary fuel, within a specific scheme.

Figura 34: Esquema de tratamiento de energías renovables según pagos por capacidad
Treatment of renewable energy in payments for capacity



Fuente: Elaboración propia/Source: Own production

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

6.1.3 Mercado de contratos

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

6.1.4 Cuotas de ERNC

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

6.2 Las alternativas de comercialización

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

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

Para el caso de las ventas de energía, el CDEC mensualmente realizará un balance en el que cuantificará

Given that D.S. 62, dated 2006, which regulates the transfer of capacity between generators, is not applicable today, Annex 4 describes the calculation methodologies to determine the Firm Power (actual) and Adequacy Power (D.S. 62, future). This aims to show the key elements that must be considered to calculate capacity revenues for a generating unit of a NCRE project.

6.1.3 Contract market

As mentioned in section 3.4, the contracts market is a financial-type market with private contracts freely agreed upon between the parties. Insofar as a NCRE project is an electricity company, the procedures used for any generating company are applicable.

6.1.4 NCRE portfolio standard

The NCRE portfolio standard defined by Law 20.257 creates the possibility that any electricity company that exceeds its non conventional renewable energy injection obligation, can trade its surplus with another electricity company. This transfer can be traded bilaterally at freely agreed prices and independently of electricity sales.

6.2 Commercial alternatives

6.2.1 Option 1: Sale of energy and capacity in the spot market

This option is when the NCRE generator participates only in the spot market for energy and capacity sales. It will participate in a closed market, restricted to generators only, and its electricity injections will be valued at marginal cost, while its capacity will be valued at the nodal price of capacity.

For energy sales, CDEC will conduct a monthly balance to quantify the electricity injected by the

la energía inyectada por el generador al sistema y la valorará a costo marginal horario calculado para el generador ERNC.

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

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

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

generator into the system, and will value it at hourly marginal cost calculated for the NCRE generator.

The above-mentioned hourly marginal cost is calculated by CDEC for the whole transmission/sub-transmission network. If the generator is operating in a distribution system, i.e. if it is a PMGD, the marginal cost of its injection will be valued according to D.S. 244. D.S. 244 states that injections by a PMGD are referenced to the nearest primary sub-station.

It is important to note that all generators with an installed capacity less than 9 MW (PMGD) may choose a stabilized regime. This means that instead of valuing their injections at marginal cost, CDEC values them at a less variable price. In this case, the stabilized price is the nodal price of electricity injections. The nodal price of injections does not necessarily coincide with the nodal price applied to consumption. Both prices are published in the tariff decrees drawn up every six months by CNE. The stabilized regime, and the sales regime at marginal cost, each have a 4-year minimum permanence period. To change the regime, CDEC must be notified 12 months in advance.

Finally, in the case of capacity transfers (exchanges), these are carried out at the nodal price of capacity. The nodal prices of capacity are determined by CNE every six months and only for the main transmission system. If the NCRE generator is in the sub-transmission or distribution level, the applicable nodal price is determined by application of multiplying factors to the nodal price of the nearest main transmission system. These factors take into consideration line losses in the system. These multipliers are set in the decree that fixes the nodal prices. A more detailed description of energy balance calculations and the operation of the wholesale market can be found in Annex 4.

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

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

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

Una vez que el generador declara un contrato, éste es considerado por el CDEC y le será incluido en su respectivo balance mensual, en el cual se le descontará la energía consumida por el cliente libre multiplicada por el costo marginal calculado para el consumo. Así, en el caso de que el generador ERNC no cuente con la energía suficiente para dar suministro al consumo, éste igualmente será suministrado por otros generadores, lo que da lugar a transferencias en el mercado spot entre los generadores. Es importante notar que de todas formas el generador contará con un ingreso fijo correspondiente al precio de venta acordado con el cliente libre multiplicado por el consumo de éste. Una mayor descripción del cálculo de los balances de energía y de la operación del mercado mayorista se encuentra en el Anexo 4.

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

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

As a final point, this market option only trades the energy and capacity that the generator is capable of producing and there is no obligation to reach a pre-established production level.

6.2.2. Option 2: Combination between spot and contract market with non-regulated customers

In this case, the NCRE generator not only sells in the spot market but also holds a contract with a non-regulated customer. In this case, the operation of the market is similar to the previous one insofar as its sales in the spot market will continue to be valued in the same way. However, when a contract is agreed with a non-regulated customer, a financial obligation is created through the sales price for the electricity supplied to the non-regulated customer.

Once the generator announces a contract, it is taken into account by the CDEC and will be included in its respective monthly balance, from which the energy consumption of the non-regulated customer multiplied by the marginal cost for consumption will be discounted. In the case that the NCRE generator does not have sufficient electricity to supply the customer, it will be supplied by other generators, which results in transfers between generators in the spot market. It is important to note that in any case the generator will have a fixed income representing the sales price agreed with the non-regulated customer multiplied by his consumption. A more detailed description of the energy balance calculation and of the wholesale market operation is found in Annex 4.

6.2.3 Option 3: Combination of spot and contract market with regulated customers

Similar to the previous option, this alternative involves participation in the spot market (as described above) alongside contracts with regulated customers. In effect, this refers to a contract with a distribution company representing regulated customers.

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

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

6.2.4 Alternativa 4: Contrato directo con empresa de generación

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

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

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

Supply contracts with distribution companies are fixed through public tenders in which the distributor auctions off different energy blocks to be supplied. From 2010 onwards, prices resulting from these tenders will determine the prices charged to regulated customers. Generators, for their part, make offers for the different energy blocks and they are awarded to the best bid. Auctions consist of three rounds, after which the deals are closed and contracts are awarded for the blocks won by the respective generator. The tendering process is carried out by the distribution companies and audited by the CNE.

The operation of the spot market is similar to the previous two options.

6.2.4 Option 4: Direct contract with a generation company

A NCRE project may sign a contract with a generation company that is participating in the wholesale market (energy and capacity transfers in a long term contract). In this mode, the NCRE generation company bilaterally agrees the sales price of energy and capacity, and production characteristics with the generation company, and the latter incorporates these products into its trading offer.

6.2.5 Option 5: Outside the wholesale market (direct contract with a distribution company)

The regulatory framework allows for the operation of electricity generation units smaller than 9 MW in medium voltage networks of distribution systems. This type of generation is coordinated directly with the concessioned distribution company and involves a direct contractual relationship. The distribution company remains responsible for the supply and service quality of the system. In this scheme, most commonly used to meet energy demand during peak hours, the NCRE generating company bilaterally agrees energy and capacity sales prices with the distributor.

6.3 Pago por uso de las redes (peajes)

6.3 Payment for the use of networks (transmission charges)

6.3.1 Pago de peajes por uso del sistema de transmisión troncal

6.3.1 Payment of transmission charges for the use of the main transmission system

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

Transmission system charges consist of two components: the charge for using installations in the common area of influence and for the use of installations outside that area.

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

In the case of sections of the system belonging to the common area of influence, power plant owners shall finance 80% of the total transmission charge of these sections, on a pro rata basis of the expected use of each section by their injections. The remaining 20% is paid through withdrawals.

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

In the case of sections not belonging to the common area of influence: in sections where the flow heads in the direction of the common area of influence, all owners of the power plants located upstream of the flows will pay transmission charges on a pro rata basis for the expected use that their injections make of the section. If, on the contrary, the flow heads away from the common area of influence, the total transmission charge for the section will be charged to the companies conducting withdrawals downstream of the flow, on a pro rata basis for the expected use that their withdrawals make of the section.

6.3.2 Pago de peajes por uso del sistema de subtransmisión

6.3.2 Payment of transmission charges for the use of the sub-transmission system

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

According to the regulations in force, payment of charges for the use of sub-transmission installations is applicable to generators that, connected directly to the sub-transmission system, cause a change in the direction of the electricity flow towards the main transmission system.

6.3.3 Pago de peajes por uso del sistema de distribución

6.3.3 Payment of transmission charges for the use of the distribution system

El pago de peajes por uso del sistema de distribución sólo es aplicable para el caso en que un generador

Charges for the use of the distribution system are only applicable when a generator has a supply contract

tenga establecido un contrato de suministro con un cliente libre ubicado en el área de concesión de una empresa de distribución. Este cliente libre se constituye en un retiro para el generador ERNC. En este caso, el valor del peaje corresponderá al componente que pagan los usuarios regulados por el uso de las instalaciones de distribución. Esta componente es conocida con el nombre de Valor Agregado de Distribución (VAD), y se determina cada 4 años. El valor de estos peajes está reglamentado en el Decreto Tarifario N° 99 del año 2005, en el que se establecen las fórmulas para determinar su monto.²²

6.4 Exención de peajes

Es importante rescatar que la LGSE permite una exención de peajes por uso del sistema troncal para aquellos MGNC cuyos excedentes de potencia inyectados al sistema sean menores a 20 MW. En el caso de Chile, el concepto de uso del sistema troncal se relaciona con una estimación del uso físico (eléctrico) que un generador realiza para inyectar su energía al sistema eléctrico.

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

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

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

with a non-regulated customer located within the concession area of a distribution company. This non-regulated customer acts as a withdrawal for the NCRE generator. In this case, the value of the charge will correspond to what is paid by the regulated users for the use of distribution installations. This component is known as the Added Value of Distribution (VAD) and is determined every 4 years. The value of these charges is regulated in the Decree No. 99/2005, which establishes the formulas to calculate their value.²²

6.4 Exemption from transmission charges

It is important to note that the LGSE allows a main system charge exemption for those MGNC whose capacity surplus injected into the system is less than 20 MW. In Chile, the concept of use of the main system is related to an estimate of the physical (electrical) use made by a generator to inject its energy into the electricity system.

The charge exemption is 100% for MGNC with a capacity less than 9 MW, and becomes a proportional adjustment for those between 9 and 20 MW, depending upon the capacity surplus injected into the system. For example, a 15 MW MGNC will have to pay 55% of the total transmission charge, while a 9 MW MGNC will pay nothing for the use of the main system (see Figure 26).

However, the charge exemption is subject to a limitation. This occurs when the installed capacity exempted of charge is greater than 5% of the total installed capacity of the system (SIC or SING). In this case, the charge value applicable to the MGNC comprises two parts. The first one corresponds to the previously described charge exemption. The second is the difference between the basic transmission charge, and the exempted charge multiplied by a unique proportional factor equal to the quotient between the afore-mentioned surplus over 5% of the total installed capacity of the electricity system, and the joint capacity exempt from charges.

²² Available on the CNE Web Page: www.cne.cl

6.5 Servicios complementarios y ERNC

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

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

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

6.5 Ancillary services and NCRE

In Section 3.5 a description was made of SSCC regarding their valuation, payment and transfers that will be established by coming regulation. Two approaches are under consideration. The first assimilates SSCC into a service that all generators must provide in specific quantities and ways; this service can be transferred only between companies, and the costs will be included within payments for capacity consumption. The second approach considers SSCC as an additional service to capacity payable by consumers, again enabling transactions between companies.

From the foregoing, it can be concluded that NCRE technologies, on the basis of their technical merits, can participate in the SSCC market according to their specific characteristics.

However, SSCC regulations, applicable to all generation technologies, are still in a draft phase, so it is not yet known in detail how NCRE will participate in this type of market.



Anexos
Annexes

Anexo 1

Texto de la Ley 20.257 para el desarrollo de las ERNC²³

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

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

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

²³ La traducción al inglés no constituye una traducción oficial de la CNE.

Annex 1

Text of Law 20.257 for the development of NCRE²³

“Single article.- The following modifications are introduced in decree law No. 4, dated 2007, of the Ministry of Economics, Development and Reconstruction, that establishes the consolidated, coordinated and systematized text of decree law No. 1, dated 1982, of the Ministry of Mining, which contains the General Law of Electricity Services:

- 1) Insert the following phrases in paragraph one of article 79, between the expressions “generation” and “connected”: “renewable non-conventional and of efficient co-generation installations, defined in letters aa) and ac) of article 225 of this law that may be found”, and substitute the phrases “whose source is non-conventional, such as geothermal, wind, solar, biomass, marine, small hydroelectric power plants, co-generation and other similar ones justifiably established by the Commission”, for the expression “and”.
- 2) Add the following article 150 bis after article 150:

“Article 150 bis.- Each electricity company that withdraws electricity from electricity systems with an installed capacity greater than 200 MW, to trade it with distributors or final users, whether they are subject to price regulation or not, shall accredit before the Charge Division of the respective CDEC that an amount of electricity equivalent to 10% of its withdrawals during each calendar year has been injected into any of those systems, by renewable, non-conventional means, owned or contracted, or through agreements for the transfer of the surplus.

²³ The following translation of the Law is no official version of the CNE.

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

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

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

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

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

The electricity company may also accredit compliance with the obligation set forth in paragraph one by means of non-conventional renewable energy injections into the electricity systems during the previous calendar year, to the extent that those injections have not been used to accredit compliance of the obligation for that year.

Any electricity company that exceeds the percentage of non-conventional renewable energy injections indicated in paragraph one within the year in which the obligation must be complied with, with its own or contracted energy, and even though it may not have made withdrawals, may agree to transfer its surplus to another electricity company, even between companies of different electricity systems. An authorized copy of the respective agreement shall be delivered to the Charge Division of the respective CDEC to allocate that surplus to the respective accreditation.

Electricity companies failing to accredit compliance with the obligation described in this article by the following March 1 after the respective calendar year, shall pay a charge of 0.4 UTM for each MWh that it falls short of its obligation. If during the following three years, the company again failed to comply with its obligation, the charge will be 0.6 UTM for each MWh of deficit.

Notwithstanding the above, any electricity company with a deficit will be able to postpone up to one year the accreditation of its respective obligation at year-end, with a 50% limit, if this has been informed to the Superintendency before March 1 of the following calendar year.

The CDEC Charge Division of the electrical systems larger than 200 MW must coordinate and maintain a single public registry of obligations, injections and transfers of non-conventional renewable energy of each electricity company, as well as all the information needed to show compliance with the obligations and the application of the provisions contained in this article.

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

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

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

Toda controversia que surja en la aplicación del inciso anterior con la Dirección de Peajes del CDEC respectivo promovida por las empresas eléctricas sujetas a la obligación prevista en el inciso primero o por las distribuidoras y clientes finales, será dictaminada por el panel de expertos, organismo que deberá optar por uno de los valores propuestos por quien promueve la discrepancia o por la referida Dirección, entendiéndose que ésta se formaliza en las presentaciones que deberán realizar al panel, en sobre cerrado, dentro de los quince días siguientes al cálculo efectuado por la Dirección de Peajes. Para expedir el dictamen respectivo, el aludido Panel deberá ceñirse al procedimiento aplicable a las discrepancias previstas en el número 11 del artículo 208°.

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

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

Charges indicated in paragraph four of this article shall apply to final clients and to distribution company customers whose supplies have complied with the obligation stipulated in paragraph one of this article.

The money collected by these charges shall be distributed on a pro rata basis of the electricity consumed by the customers indicated in the previous paragraph during the calendar year when the obligation outlined in paragraph one was not complied with.

The Charge Division of the respective CDEC will calculate and carry out the payment of both the charges that each company must contribute to the mentioned customers based on the amounts collected from companies that failed to comply with the obligation, as well as the respective money transfers between them. The Superintendency shall demand the information needed from the Charge Division and the relevant companies in order to supervise compliance with the obligations outlined in this paragraph.

Any controversy arising from the application of the previous paragraph between the Charge Division of the respective CDEC and the electricity companies subjected to the obligation set forth in paragraph one, or the distribution companies and final users, shall be resolved by the Panel of Experts. This body will choose one of the values proposed either by the complaining party, or by the mentioned Directorate, that will be formally submitted to the panel, in a closed envelope, within fifteen days following the calculation made by the Charge Division. To issue the respective ruling, the Panel shall follow the procedure applicable to controversies set forth in number 11 of article 208.

In order to accredit the obligation indicated in paragraph one, energy injections from hydroelectric power plants with a maximum capacity equal or less than 40.000 kW shall also be recognized. These injections shall be corrected by a proportional factor equal to one minus the quotient between the surplus over and above the 20.000 kW of maximum installed capacity and 20.000 kW, expressed in the following formula:

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

3) Suprímese el inciso quinto del artículo 157°.

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

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

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

Where FP is the previously mentioned proportional factor and PM is the maximum installed capacity of the respective hydroelectric power plant, expressed in kilowatts”.

3) Eliminate paragraph five of article 157.

4) In article 225, add after letter z), the following letters aa), ab) and ac):

“aa) Non-conventional renewable generators: which have any of the following characteristics:

- 1) Those whose primary source of electricity is biomass energy, being obtained from organic and biodegradable matter, which can be used directly as fuel or converted into other liquid, solid or gas bio-fuels. The biodegradable fraction of solid residential and non-residential waste shall be understood as included.
- 2) Those whose primary source of electricity is hydraulic energy and whose maximum installed capacity is less than 20.000 kilowatts.
- 3) Those whose primary source of electricity is geothermal energy, understood as the energy obtained from natural heat inside the earth.
- 4) Those whose primary source of electricity is solar energy, obtained from solar radiation.
- 5) Those whose primary source of electricity is wind power, representing the kinetic energy of the wind.
- 6) Those whose primary source of electricity is the energy of the sea, representing all forms of mechanical energy produced by the movement of tides, waves and currents, as well as that obtained from the thermal gradient of the seas; and
- 7) Other generators justifiably determined by the Commission, that use renewable energy for the generation of electricity, contribute towards the diversification of sources of energy supply in the

cimiento de energía en los sistemas eléctricos y causen un bajo impacto ambiental, conforme a los procedimientos que establezca el reglamento.

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

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

Disposiciones transitorias

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

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

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

electricity systems, and cause low environmental impact, in accordance with the procedures established by the regulations.

ab) Non-conventional renewable energy: electricity generated through renewable non-conventional generators.

ac) Efficient co-generation installation: installation whereby electricity and heat is generated in a single high energy yield process whose maximum installed capacity supplied to the system is less than 20.000 kilowatts and complies with the requirements established in the regulations.”

Transitory provisions

Transitory article 1.- The obligation envisaged in article 150° bis that this law incorporates into the General Law of Electricity Services shall be in force as from January 1, 2010, and shall apply to all withdrawals of energy for the purpose of trading it with distributors or final customers whose contracts were entered into as from August 31, 2007, whether they be new, renewed or extended contracts, or other conventions of a similar nature.

Compliance with the above-mentioned obligation shall be through the use of non-conventional renewable generators, or with those mentioned in the final paragraph of article 150 bis that introduces this law, which have become interconnected to the electricity systems after January 1, 2007.

The obligation may also be complied with through the use of non-conventional renewable generators that having interconnected to the electricity systems before the date mentioned in the previous paragraph, expand their installed generation capacity after that date and maintain their condition of non-conventional renewable generators after the expansion. In order to accredit the above-mentioned obligation, injections from generators discussed in this paragraph, shall be corrected by a proportional factor equal to the quotient between the capacity added after January 1, 2007, and the maximum installed capacity of the

ciente entre la potencia adicionada con posterioridad al 1 de enero del 2007 y la potencia máxima del medio de generación luego de la ampliación.

Con todo, la obligación aludida en el inciso primero será de un 5% para los años 2010 a 2014, aumentando en un 0,5% anual a partir del año 2015. Este aumento progresivo se aplicará de tal manera que los retiros afectos a la obligación el año 2015 deberán cumplir con un 5,5%, los del año 2016 con un 6% y así sucesivamente, hasta alcanzar el año 2024 el 10% previsto en el artículo 150° bis.

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

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

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

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

generators after the expansion.

Overall, the obligation mentioned in paragraph one shall be 5% for years 2010-2014, increasing by an annual 0.5% as from 2015. This progressive increase will be applied in such a way that withdrawals subject to the obligation in 2015 shall comply with 5.5%, in 2016 with 6% and so on, to reach the 10% in 2024, as stipulated in article 150° bis.

The progressive increase mentioned in the previous paragraph shall not be applicable to electricity withdrawals associated with the supply of concessioned public service electricity distribution companies to meet the consumption of regulated customers that have begun the bidding process set forth in article 131 of the General Law of Electricity Services, before this law was published.

Transitory article 2.- The National Energy Commission, by means of an exempt resolution, shall establish the technical provisions necessary for an adequate implementation of the regulations introduced by this law into the General Law of Electricity Services and for the application of the aforementioned transitory provision”.

Transitory article 3.- The obligation set forth in article 150 bis that this law incorporates to the General Law of Electricity Services shall be in force for 25 years as from January 1, 2010.

Transitory article 4.- Electricity companies shall accredit to the Charge Division of the respective CDEC that at least fifty per cent of the mandatory 0.5% progressive annual increase, set forth in paragraph four of transitory article one, has been complied with through electricity injections generated with proprietary or contracted means, chosen by means of a competitive and transparent process that implies no arbitrary discrimination.

Anexo 2

Proyectos ERNC en evaluación ambiental

Con el fin de disponer de una visión del dinamismo de inversiones, la Tabla 4 detalla los estudios de impacto ambiental aprobados para proyectos ERNC en Chile a fines de agosto de 2009.

Annex 2

NCRE projects undergoing environmental assessment

To give an idea of the dynamic investment activity, Table 4 outlines the environmental impact studies approved for NCRE projects in Chile at the end of August 2009.

Tabla 4: Estudios de impacto ambiental aprobados para proyectos ERNC mayores a 3 MW (estado a 31 de agosto de 2009)/Environmental impact studies approved for NCRE projects greater than 3 MW (situation by August 31, 2009)

No	Nombre/Name	MW	Tipo/Type	Región	Titular/Company	DIA o EIA
1	Central Hidroeléctrica Don Alejo	4,8	Hidroeléctrica	X Región	Sociedad generadora eléctrica Rhomaya Ltda.	DIA
2	Central Hidroeléctrica Trueno	6	Hidroeléctrica	IX Región	Ganadera y Agrícola Ltda.	DIA
3	Aumento de Generación en Complejo Colbún	19,4	Hidroeléctrica	VII Región	Colbún S.A.	DIA
4	Central Hidroeléctrica Licán	15	Hidroeléctrica	X Región	Inv. Candelaria Ltda.	EIA/DIA
5	Minicentral Hidroeléctrica Ojos de Agua	9	Hidroeléctrica	VII Región	Endesa Eco	DIA
6	Central Hidroeléctrica Alto Cautín	6	Hidroeléctrica	IX Región	Agrícola Río Blanco S.A.	DIA
7	Central Hidroeléctrica Puclaro	5,4	Hidroeléctrica	IV Región	Hidroeléctrica Puclaro S.A.	DIA
8	Central Hidroeléctrica Chilcoco	12	Hidroeléctrica	X Región	Ganadera y Forestal Carrán Ltda.	DIA
9	Central Hidroeléctrica Lircay	19,04	Hidroeléctrica	VII Región	Hidromaule S.A.	DIA
10	Central Hidroeléctrica Pulelfú	9	Hidroeléctrica	X Región	Empresa Eléctrica La Leonera S. A.	DIA
11	Central Hidroeléctrica Convento Viejo	14	Hidroeléctrica	VI Región	Central Hidroeléctrica Convento Viejo S.A.	DIA
12	Central Hidroeléctrica Balalita	10,94	Hidroeléctrica	IV Región	Hidroeléctrica Río Turbio Ltda.	DIA
13	Acueducto Hidroeléctrica Cuchildeo	0,8	Hidroeléctrica	X Región	Sociedad de Inversiones BEC S.A.	DIA
14	Central Hidroeléctrica San Clemente	6	Hidroeléctrica	VII Región	Colbún S.A.	DIA
15	Minicentral Hidroeléctrica El Manzano	4,7	Hidroeléctrica	IX Región	José Pedro Fuentes de la Sotta	DIA
16	Pro. Hidro. Río Blanco-Encenada	3,3	Hidroeléctrica	X Región	Alex Jurgen Ziller Bustamante	DIA
17	Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Río Blanco Rupanco	5,5	Hidroeléctrica	X Región	Hidroaustral S.A.	DIA
18	Central Don Walterio	2	Hidroeléctrica	X Región	Sociedad generadora eléctrica Rhomaya Ltda.	DIA
19	Central Hidroeléctrica Río Blanco, Hornopiren	18	Hidroeléctrica	X Región	Hidroenergía Chile S.A.	DIA
20	Minicentral Hidroeléctrica La Paloma	4,5	Hidroeléctrica	IV Región	Hidroenergía Chile S.A.	DIA
21	Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Río Nalcas	3,5	Hidroeléctrica	X Región	Hidroaustral S.A.	DIA
22	Minicentrales Hidroeléctricas de Pasada Palmar-Correntoso	13	Hidroeléctrica	X Región	Hidroaustral S.A.	EIA
23	Central de Pasada Carilaquén-Malalcahuello	18,3	Hidroeléctrica	IX Región	Eduardo Jose Puschel Schneider	DIA
24	Central de Pasada Tacura	5,87	Hidroeléctrica	IX Región	Mario García Sabugal	DIA
25	Minicentral Hidroeléctrica Dongo	5	Hidroeléctrica	X Región	Hidroeléctrica Dongo Ltda.	DIA

Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno

26	Central Hidroeléctrica Guayacan	10,4	Hidroeléctrica	RM	Energía Coyanco S.A.	DIA
27	Proyecto Hidroeléctrico Ensenada-Río Blanco 2	6,8	Hidroeléctrica	X Región	Hidroeléctrica Ensenada S.A.	DIA
28	Central Hidroeléctrica Mariposas	6	Hidroeléctrica	VII Región	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	DIA
29	Minicentral Hidroeléctrica El Diuto	3,16	Hidroeléctrica	VIII Región	Asociación de Canalistas del Laja	DIA
30	Central Hidroeléctrica Butamalal	11	Hidroeléctrica	VIII Región	RPI Chile Energías Renovables S.A.	DIA
31	Proyecto Parque Eólico Sra. Rosario	84	Eólica	III Región	Acciona Energía S.A	DIA
32	Proyecto Eólico Canela	18,15	Eólica	IV Región	Endesa Eco	DIA
33	Campos Eólicos Altos de Hualpen	20	Eólica	VIII Región	Energías renovables del Bio-Bío	EIA
34	Parque Eólico Punta Colorada	20	Eólica	IV Región	Com. Barrick Chile Generación Ltda	DIA
35	Parque Eólico Monte Redondo	74	Eólica	IV Región	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	DIA
36	Aumento Potencia Central Eólica Alto Baguales	1,7	Eólica	XI Región	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	DIA
37	Parque Eólico Totoral	46	Eólica	IV Región	Norvind S.A.	DIA
38	Parque Eólico Canela II	60	Eólica	IV Región	Endesa Eco	DIA
39	Ampliación Parque Eólico Punta Colorada	16	Eólica	IV Región	Com. Barrick Chile Generación Ltda	DIA
40	Parque Eólico Chome	12	Eólica	VIII Región	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	EIA
41	Parque Eólico Minera Gaby	40	Eólica	II Región	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	DIA
42	Proyecto eólico Quillagua	100	Eólica	II Región	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	DIA
43	Parque Eólico Lebu	9	Eólica	VIII Región	Cristalerías Toro S.A.I.C.	DIA
44	Parque Eólico Talinay	500	Eólica	IV Región	Eólica Talinay S. A.	EIA
45	Parque Eólico La Cachina	66	Eólica	IV Región	Ener-Renova	DIA
46	Parque Eólico El Pacífico	72	Eólica	IV Región	Eolic Partners Chile S.A.	DIA
47	Parque Eólico Punta Palmeras	103,5	Eólica	IV Región	Acciona Energía S.A	DIA
48	Parque Eólico Hacienda Quijote	26,0	Eólica	IV Región	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	DIA
49	Parque Eólico La Gorgonia	76	Eólica	IV Región	Eolic Partners Chile S.A.	DIA
50	Cogeneración de Energía con Biomasa Vegetal	4 a 6	Biomasa	VIII Región	CBB Forestal S.A	DIA
51	Cogeneración de Energía de Forestal y Papelera Concepción S.A.	10	Biomasa	VIII Región	Forestal y Papelera Concepción S.A.	DIA
52	Sistema de Cogeneración de Energía MASISA Cabrero	9,6	Biomasa	VIII Región	MASISA S.A.	DIA
53	Planta de Cogeneración con Biomasa en CFI Horcones	31	Biomasa	VIII Región	Celulosa Arauco y Constitución S.A.	DIA
54	Planta Cogeneración San Francisco de Mostazal	15	Biomasa	VI Región	Compañía Papelera del Pacífico S.A.	DIA
55	Planta Térmica Cogeneración Viñales	41	Biomasa	VII Región	Aserraderos Arauco S.A.	DIA
	Total MW	1714				

Hidroeléctrica = Hydroelectricity Eólica = Wind Biomasa = Biomass

Fuente/Source: CONAMA/CNE. Información disponible en www.e-seia.cl/Information available in www.e-seia.cl

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

Available information reveals that future projects will tend to diversify the energy mix because conventional technologies are being supplemented with wind, solar and geothermal power, as well as biomass. Likewise, the predominance in the number of run-of-river hydroelectric power plants is apparent, as is the absence of reservoir hydroelectric power projects.

Anexo 3

Marco regulatorio del sector eléctrico (énfasis en ERNC)

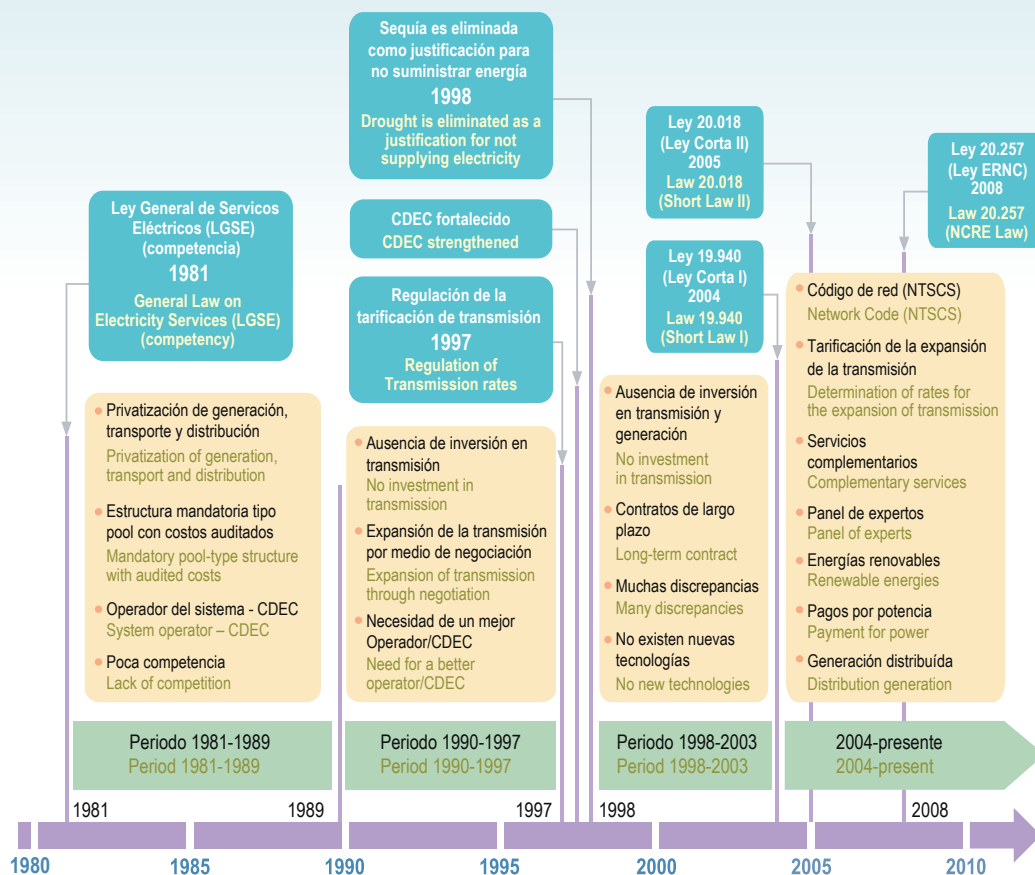
A continuación se realiza una descripción de los elementos centrales del marco normativo del sector eléctrico chileno. En la Figura 35 se muestra en mayor detalle la evolución del marco legal chileno.

Annex 3

Regulatory framework of the electricity sector (focussed on NCRE)

What follows is a description of the key elements of the regulatory framework of the Chilean electricity sector. Figure 35 illustrates the evolution of the Chilean legal framework in greater detail.

Figura 35: Cronología de la regulación del sector eléctrico
Chronology of the regulation of the electricity sector



Fuente: Elaboración propia/Source: Own production

3.1 Leyes

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

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

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

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

3.1.2 Ley 19.940 (Ley Corta I)

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

- Se establecen reformas relevantes a la regulación que condiciona la operación y desarrollo de los sistemas de transmisión, permitiendo mejorar los criterios de asignación de recursos por uso del sistema por parte de los diferentes

3.1 Laws

3.1.1 Law Decree No. 4, General Law of Electricity Services (LGSE)

The legal structure that regulates the activity of the electricity sector is DFL 4, enacted in May 12, 2006, by the Ministry of Economy, Development and Reconstruction that establishes the consolidated, coordinated and systematized text of DFL No. 1, dated 1982, General Law of Electricity Services (LGSE), on electricity matters. DFL 1 was modified in 2004 and subsequently in 2005 through the enactment of laws 19.940 and 20.028 called Short Law 1 and Short Law 2 respectively.

DFL 4 regulates the production, transport, distribution, concessions and electricity tariffs. This legal structure includes the concessions regime, easements, prices, the conditions of quality and security of installations, machinery and instruments, and the relationship of companies with the State and individuals.

The General Law of Electricity Services and its supplementary regulations determines the technical and safety standards to be used by any electric installation in Chile.

3.1.2 Law 19.940 (Short Law I)

Short Law 1 was enacted by the Ministry of the Economy, Development and Reconstruction and published in the Official Gazette of March 13, 2004. The key objectives of this initiative were to provide major consumers levels of security and supply quality at reasonable prices, providing the electricity sector with a modern and efficient regulatory framework that grants the necessary certainty and stability to the rules of the game in a strategic sector for Chile's development. Key aspects of Law 19.940 are the following:

- Reforms are introduced regarding the regulation of the operation and development of the transmission systems, improving the criteria used to allocate resources based on the use of the system by different agents. The procedure

agentes, y se precisa el procedimiento de determinación de peajes de transmisión, lo que debiera permitir el desarrollo y remuneración del 100% del sistema de transmisión en la medida de que éste sea eficiente.

- El cálculo de los precios de nudo (PN) tiende a entregar valores estabilizados por la vía de disminuir la banda de variación del precio de nudo respecto a lo observado en el segmento de los contratos con clientes libres. Anteriormente se admitía que el PN se ubicara en torno al 10% del precio libre, quedando la banda modificada por la nueva Ley en torno al 5%.
 - Se amplía el mercado no regulado rebajando el límite de caracterización de clientes libres desde 2.000 kW a 500 kW.
 - Se precisan las normas de peajes que permiten a oferentes distintos de las distribuidoras el acceso a clientes libres ubicados en las zonas de concesión de éstas últimas.
 - Se introduce el mercado de servicios complementarios, estableciendo la transacción y valoración de recursos técnicos que permiten mejorar la calidad y seguridad de servicios.
 - Se reformó el mecanismo de cálculo de tarifas en sistemas de tamaño mediano (entre 1.500 kW y 200 MW de capacidad instalada). Específicamente, esto atañe a los sistemas del sur del país, Aysén y Magallanes.
 - Se mejoran considerablemente las condiciones para el desarrollo de proyectos de pequeñas centrales de energía no convencional, principalmente energías renovables, por medio de la apertura de los mercados eléctricos a este tipo de centrales, del establecimiento del derecho a evacuar su energía a través de los sistemas de distribución y de la posible exención del pago de peajes por el uso del sistema de transmisión troncal.
 - Se establece un mecanismo de solución de controversias en el sector eléctrico, tanto entre las empresas y la autoridad, como entre empresas, a
- to establish transmission charges is specified. This should enable the development and remuneration of 100% of the transmission system to the extent that it is efficient.
- Determination of nodal prices (PN) tends to stabilize values by diminishing the variation of the nodal price in relation to what is observed in the contract market with non-regulated customers. Previously, the PN was allowed to fluctuate within a band of 10% around the non-regulated price, but the band was modified by the new Law to around 5%.
 - Expansion of the non regulated market, lowering the threshold for non-regulated customers from 2000 kW to 500 kW.
 - Specification of charge regulations, allowing suppliers, other than distributors, to supply non-regulated customers located in concession zones of distributors.
 - Introduction of the ancillary services market, allowing the trade and valuation of technical resources that improve service quality and security.
 - Reform of the tariff calculation mechanism in medium-sized systems (between 1500 kW and 200 MW of installed capacity. This is especially applicable to the systems in the south of Chile, Aysén and Magallanes.
 - Considerable improvement of conditions for the development of small non-conventional power plant projects, primarily renewable energy, by opening the electricity markets to this type of power plants, the establishment of the right to transfer their electricity through distribution systems and the possible exemption of charges for the use of the main transmission system.
 - Creation of a conflict resolution mechanism in the electricity sector, both between companies and the authority, and between companies,

través del establecimiento del Panel de Expertos.

- Se introduce la posibilidad de reconocer, tanto en el sistema de precios como en las transacciones, la existencia de subsistemas dentro de un sistema eléctrico para efecto de establecer los requerimientos de nueva capacidad de generación en forma separada.

3.1.3 Ley 20.018 (Ley Corta II)

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

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

La falta de suministro de gas argentino no constituye causa de fuerza mayor.

3.1.4 Ley 20.257 (Ley ERNC)

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

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

Promulgada el 14 de septiembre de 2007, modifica la LGSE respecto del resguardo de la seguridad de su-

through the creation of the Panel of Experts.

- Through the price and transaction system, it is possible to identify sub-systems within an electricity system and independently identify new generation capacity requirements.

3.1.3 Law 20.018 (Short Law II)

Enacted in May 19, 2005 by the Ministry of the Economy, Development and Reconstruction, it came about as a result of the uncertainty over the availability of Argentinean natural gas that hindered the estimation of future prices and revenue levels from electricity sales. Key aspects of Law 20.018 are the following:

- Allows the tendering of long-term contracts by distribution companies at prices above the nodal price, and not subject to its variation.
- Expansion of the adjustment band for regulated prices with respect to non-regulated prices.
- Creation of a market that allows generators to provide incentives to customers that consume less than 2 MW to regulate their consumption.

The lack of supply of Argentinean gas does not constitute force majeure.

3.1.4 Law 20.257 (NCRE Law)

Law 20.257, enacted in April 1, 2008, modifies the LGSE regarding the generation of electricity using non-conventional renewable sources (see detail in Annex 1 of this document).

3.1.5 Law 20.220 To Safeguard the Security of Supply to Regulated Customers and the Adequacy of Electricity Systems

Enacted in September 14, 2007, it modifies the LGSE with respect to safeguarding the security of supply to

ministro a los clientes regulados y la suficiencia de los sistemas eléctricos. Considera situaciones de juicios por término de contratos y quiebra de empresas.

3.2 Reglamentos

3.2.1 Decreto Supremo N° 327

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

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

3.2.2 Decreto Supremo N° 244

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

El reglamento comprende los siguientes títulos: Pequeños Medios De Generación Distribuidos (PMGD) (Procedimientos y condiciones para la conexión, mantenimiento e intervención de las instalaciones, determinación de los costos de las obras adicionales para la conexión, régimen de operación, remuneración y pagos, medición y facturación), Pequeños Medios de Generación (PMG) (Régimen de operación, remuneración y pagos, medición y facturación), Medios de Generación No Convencionales (MGNC) (Clasificación según el origen, exención de

regulated customers and the adequacy of electricity systems. Considers court action for termination of contracts and bankruptcy of companies.

3.2 Regulations

3.2.1 Supreme Decree No. 327

Supreme Decree No. 327 officially entitled “Establishes Regulation of the General Law of Electricity Services” was enacted by the Ministry of Mining in December, 1997. This is an all-embracing regulation that seeks to include all the aspects regulated by LGSE, repealing provisions contained in dispersed and partial regulations.

This regulation includes concessions, permits and easements, relationship between owners of electricity installations, customers and authority, as well as interconnection of installations and installations and electricity equipment. It also includes service quality aspects, prices, fines and sanctions

3.2.2 Supreme Decree No. 244

Supreme Decree No. 244 officially entitled “Approves Regulation for Non-Conventional and Small Generators” was enacted by the Ministry of the Economy, Development and Reconstruction in September, 2005. The decree creates provisions for companies whose generation capacity surplus is less than 9 MW (PMG, PMGD) and/or that operate with a non-conventional energy source (MGNC) with a capacity surplus of less than 20 MW.

The regulation includes the following chapters: Small Distributed Generators (PMGD) (Procedures and conditions for the connection, maintenance and intervention of installations, determination of costs of additional works for connection, operational regime, remuneration and payments, measurement and invoicing), Small Generators (PMG) (Operational regime, remuneration and payments, measurement and invoicing), Non-Conventional Generators (Classification according to source, exemption of

sificación según fuente, exención del pago por uso de los sistemas de transmisión troncal, reclamos y controversias).

3.2.3 Decreto Supremo N° 62

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

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

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

3.3 Normativa técnica

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

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

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

payment for the use of main transmission systems, complaints and controversies).

3.2.3 Supreme Decree No. 62

Supreme Decree No. 62 officially entitled “Approves Regulation for the Transfer of Capacity between Generation Companies Established in LGSE” was enacted by the Ministry of Economy, Development and Reconstruction in February, 2006.

The decree regulates transfers of capacity between companies with generation units synchronised to an electricity system, resulting from the coordination of operations established by the LGSE. The chapters of interest are: Definitions, background and information to be used, maximum installed capacity and statistical control, allocation of energy adequacy, initial capacity, preliminary capacity; definitive capacity; theoretical reserve margin; balance of injections and withdrawals; demand commitments; physical balance and valued balance.

According to the LGSE, this regulation will come into force once the regulations for ancillary services are enacted.

3.3 Technical regulation

3.3.1 Technical Regulation on Security and Service Quality (NTSCS)

Exempt Resolution No. 9 officially entitled “Establishes Technical Regulation with Security and Service Quality Demands for the SING and SIC” was enacted in February 2007.

The resolution establishes the minimum Security and Service Quality requirements associated with the design and coordination of the interconnected electricity systems, as established by the LGSE and its current regulations.

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

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

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

3.4 Otros

3.4.1 Decreto Supremo N° 26

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

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

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

3.4.2 Decreto N° 99 / N° 188

El Decreto Tarifario N° 99, modificado en junio 2005 por del Decreto N° 188, con título oficial “Fija peajes de distribución aplicables al servicio de transporte

3.3.2 Technical Regulation on Connection and Operation (NTCO) of medium voltage PMGD

Exempt Resolution No. 24 officially entitled “Establishes Technical Regulation on Connection and Operation of Small Distributed Generators in Medium Voltage Installations” was enacted in May, 2007.

The resolution regulates the procedures, methodologies and other requirements for the connection and operation of PMGD in MV networks of Distributor Companies or distribution companies that make use of national public assets.

3.4 Others

3.4.1 Supreme Decree No. 26

Supreme Decree No. 26 officially entitled “Decreases measures to avoid, reduce and manage a generation deficit in the Interconnected Central System, implementing article 163 of the LGSE” was enacted by the Ministry of the Economy, Development and Reconstruction in February 2008.

The decree creates provisions to avoid, reduce, manage, diminish or overcome generation deficits that may occur and to preserve security in the SIC, in order to minimize the impact on users, to encourage and promote an increase of generation capacity in the system, to encourage and reward voluntary savings and to minimize the economic costs such deficits could represent for Chile.

This regulation stipulates that under deficit conditions, PMGD are not obliged to comply with the connection procedure described in D.S. 244, and that the technical confirmation of the distributor company and the delivery of the notification to the SEC is sufficient.

3.4.2 Decree No. 99 / No. 188

Tariff Decree No. 99, modified in June, 2005 by Decree No. 188, officially entitled “Establishes distribution charges applicable to the respective

que presten los concesionarios de servicio público de distribución que señala” fue promulgado por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción en marzo 2005.

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

transport service rendered by distribution public service concessionaries” was enacted by the Ministry of the Economy, Development and Reconstruction in March 2005.

The decree establishes distribution charges applicable to the transport service rendered by distribution concessionaries.

Anexo 4

Aspectos de funcionamiento del mercado

4.1 Despacho

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

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

Annex 4

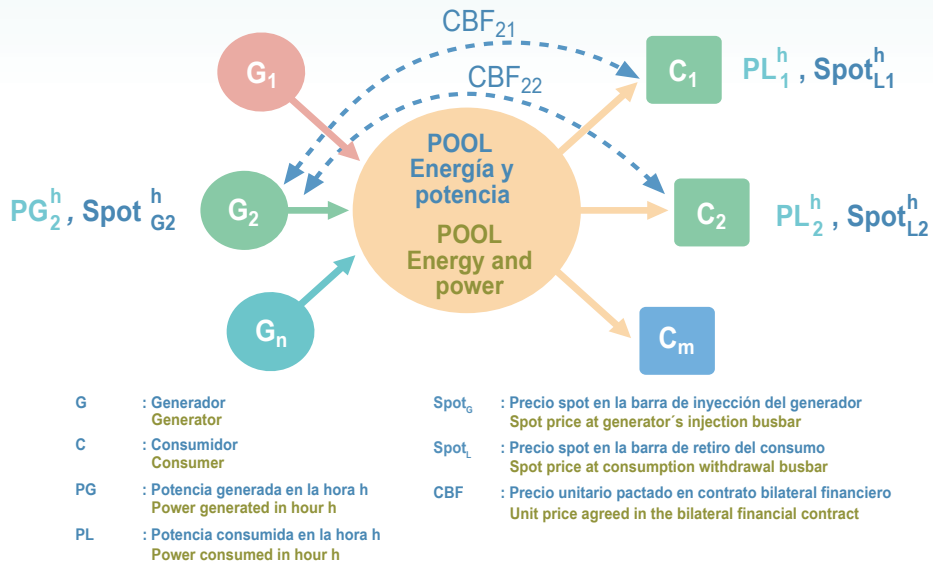
Market operation aspects

4.1 Dispatch

The dispatch of units in the system is performed by the CDEC, using optimization tools (economic dispatch, pre-dispatch, hydrothermal coordination) and determining system operation at minimum cost. This optimization also determines the hourly marginal cost (spot price) for each busbar of the system.

Figure 36 shows the general scheme of the electricity wholesale market in Chile.

Figura 36: Estructura del mercado mayorista en Chile
Structure of the wholesale market in Chile



Fuente: elaboración propia/Source: Own production

Para una hora h determinada, el pool establece una operación económica del sistema, que da lugar a costos marginales en las barras de inyección y retiro del sistema (SpotG y SpotL). En su versión más simple, la operación económica del sistema se alcanza despachando las unidades de generación en orden creciente de costo de generación, hasta poder cubrir el consumo requerido en una hora determinada. De esta forma, las unidades de costo variable nulo o bajo son despachadas primero. A este tipo de generación 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.

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

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

For a specific hour h , the pool establishes an economic operation of the system that gives rise to marginal costs at both injection and withdrawal busbars of the system (SpotG and SpotL). In its simplest form, the economic operation of the system is achieved dispatching generation units in ascending order of generation cost, until the required demand in a given hour can be covered. Thus, zero or low cost units are dispatched first. This type of generation is called base load power plants.

Assuming that all consumption is previously contracted through CBFij-type financial contracts (Bilateral Financial Contracts), each company calculates its balance taking into account revenues for injections at the injection point, energy withdrawal/purchases for its customers and customer payments under the bilateral contract in force. Likewise, the generation company considers its variable generation costs in the balance.

The following equation summarizes the situation for generation company G2 that has bilateral contracts with consumers C1 and C2. At hour h , the generator injects PG2 [MWh] into the system, while its contracted consumers withdraw PL1 [MWh] and PL2 [MWh] respectively.

To illustrate the above, let us assume that G2 is a thermal coal-fired generator and at a specific hour (h) injects 100 MW into the system at a marginal cost at the injection busbar of 85 US\$/MW. The generator has agreed contracts for electricity sales with C1 and C2 for 62 US\$/MW and 70 US\$/MW respectively. The operator of the CDEC system determines that the costs at purchase busbars L1 and L2 are 75 US\$/MW and 68 US\$/MW while consumption is 35 and 40 MW respectively. Finally, the variable cost of the generator is 72 US\$/MW. Therefore, the balance of G2 is equal to:

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

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

4.2 Remuneración de la generación – energía

La actividad de generación, al tratarse de un segmento competitivo, se tarifica mediante la aplicación de costos marginales. Esto es similar a lo que sucede en bolsas de energía de tipo multinodal²⁴, con la diferencia de que en el sistema existe en forma explícita un pago por suficiencia.

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

Para determinar el precio de la potencia de punta, se utiliza el costo unitario de instalación de turbinas a gas, dado que esta tecnología es la que en general abastece a la punta del sistema por causa de su alto costo variable. Para el precio de la energía, se calcula el costo marginal de corto plazo, con el sistema eléctrico expandido y operando en condiciones óptimas (a mínimo costo de operación). Estos valores de potencia y energía son optimizados

The result of the balance is US\$ 925, and for the operating conditions of the example, G2 is in surplus. However, there may be other situations when this is not the case, as occurs when its injections into the system are lower than its contractual commitments.

4.2 Remuneration of generation – energy

Generation activity, which is a competitive segment, is priced through the application of marginal costs. This is similar to what happens in multi-nodal²⁴ power exchange markets, with the difference that the system includes an explicit payment for adequacy.

In the Chilean electricity system the marginal costs are calculated for the system that is economically adjusted to the demand. They are calculated hourly through the use of dispatch models that in the case of the SIC consider hydrothermal coordination models. According to the economic model used as the basis for the Chilean electricity market, under optimum economic conditions for generators, it is possible to establish that revenues from the sale of peak power at the marginal cost of installing peak units, plus revenues from electricity sales at marginal cost, cover all operational costs and produce a surplus that pays back total investments.

The unitary installation cost of gas-fired turbines is used to determine the peak capacity price, because this technology is that generally used to supply the peak load of the system due to its high variable cost. For the price of electricity, the short term marginal cost is calculated, with the electricity system expanded and operating under optimum conditions (at minimum operational cost). These values for capacity and electricity are optimized to cover

²⁴ Este sistema es aplicado en Nueva Zelanda

²⁴ This system is applied in New Zealand

de manera de cumplir las condiciones de cubrir los costos operacionales y rentar las inversiones. Dicho de otro modo, para cumplir las condiciones, no hay precios más bajos.

El promedio de los costos marginales esperados para los próximos 48 meses, es lo que se denomina Precio de Nudo, y es el valor que refleja el costo de la energía y potencia en generación-transmisión. Sin embargo, producto del nuevo esquema de licitaciones para consumidores regulados, los precios resultantes migrarán gradualmente hacia un promedio ponderado de los precios resultantes de las licitaciones.

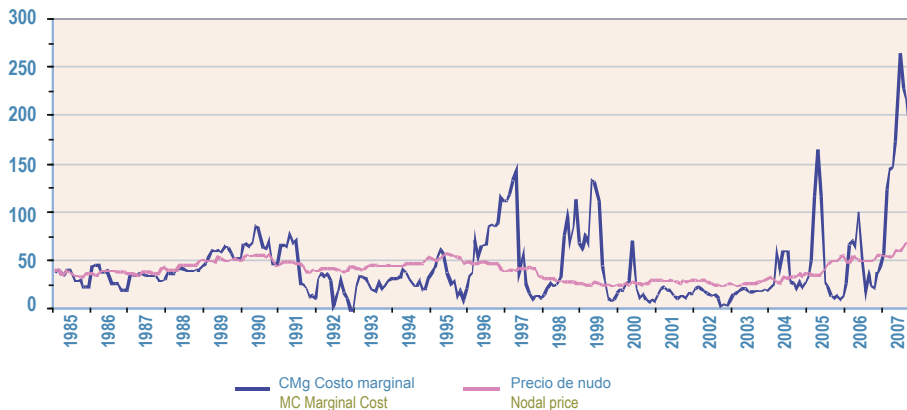
La Figura 37 muestra la evolución de los costos marginales y precios de nudo del sistema en una barra determinada del SIC para el período comprendido entre 1995 y 2007. La línea azul representa los costos marginales y se observa la volatilidad que presenta como consecuencia de sequías (años 97 y 99) y cortes de gas natural (años 2005 y 2007). Por otro lado, la línea magenta representa los precios de nudo; éstos al ser un promedio y, como son transferidos al cliente final, presentan un comportamiento mucho más amortiguado, pero siguiendo la tendencia que describe la variabilidad del costo marginal.

operational costs and pay for investments. In other words, to meet the conditions, there are no lower prices.

The average of marginal costs expected for the next 48 months is known as the Nodal Price, and is the value that reflects the cost of energy and capacity in the generation-transmission system. However, as a result of the new tendering scheme for regulated customers, the resulting prices will gradually move towards a weighted average of the prices resulting from the tenders.

Figure 37 shows the evolution of marginal costs and nodal prices of the system in a specific SIC busbar for the period 1995 - 2007. The blue line represents marginal costs, and reveals its volatility resulting from droughts (1997 and 1999) and natural gas interruptions (2005 and 2007). On the other hand, the magenta line represents nodal prices. Since these are averages, and because they are transferred to the final customer, their movements are greatly buffered, but nonetheless follow the general trend of variations of the marginal cost.

Figura 37: Evolución de costo marginal y precio de nudo para el caso del SIC
Evolution of the marginal cost and nodal price in the case of the SIC



Fuente/Source: CNE

4.3 Potencia firme (metodología actual)

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

Demanda y Periodo Involucrado

El periodo de medición y cómputo involucra sólo el periodo de punta tarifario y observa la demanda únicamente en horas de punta del periodo de punta. El periodo de punta abarca los meses de abril a septiembre, ambos inclusive. Usa en los cálculos una demanda máxima igual a la mayor demanda horaria ocurrida desde las 10:00 a las 13:00 horas y desde las 18:00 a las 23:00 hrs en días hábiles (lunes a viernes) dentro de dicho periodo.

Potencia Inicial Hidráulica

Persigue estimar el aporte de las centrales hidráulicas en las horas de punta del periodo de punta anual (periodo de invierno). Dichas horas de punta corresponden a aquellas con mayor probabilidad de pérdida de carga en el periodo de invierno y coincidían originalmente con las horas de punta para efectos tarifarios. Para ello:

- Clasifica las centrales hidráulicas en centrales de embalse, serie hidráulica, pasada y pasada con estanque de regulación.
- Asigna a cada central hidráulica un caudal afluente natural igual al promedio entre abril y septiembre del año con menor energía afluente de la estadística de caudales de los últimos 40 años, previos al año de cálculo.
- Asigna una cota inicial a embalses igual al promedio de la energía embalsada de cada embalse entre los cuatro años en que se obtiene menor energía embalsada conjunta al 1º de abril de los últimos 15 años.

4.3 Firm power (present methodology)

The following procedure is the one implemented in the SIC, where adequacy is weighted at 80%. On the other hand, in the SING adequacy is calculated at 50%. The detailed calculation procedure in this system is not shown.

Demand and period involved

The measurement and calculation period only involves the peak rate period and only considers demand during peak hours of the peak period. The peak period encompasses the months of April to September inclusive. In the calculation, a maximum demand is used equal to the greatest hourly demand occurring between 10:00 and 13:00 hours, and 18.00 and 23.00 hours during working days (Monday to Friday) within that period.

Initial Hydraulic Power

This seeks to calculate the contribution of hydroelectric power plants during peak hours of the annual peak period (winter period). These peak hours are those with greater loss-of-load probability in the winter period, and originally coincided with peak hours for pricing purposes. For this it:

- Classifies hydroelectric power plants into reservoir hydroelectric power plants, hydraulic series, run-of-river and run-of-river with regulation pond.
- Assigns each hydroelectric power plant a natural inflow equal to the average between April and September of the year with least inflow energy in the statistical series of the 40 years, prior to the year of calculation.
- Assigns an initial water level to reservoirs equal to the average energy in the reservoir of each dam calculated from the 4 years with least energy on April 1 in the reservoir during the past 15 years.

- Las filtraciones de embalses son calculadas para la cota inicial del punto anterior y se consideran constantes durante el periodo de punta.
- La metodología de cálculo para centrales con embalse/estanque considera la aplicación de una serie 153 de ciclos diarios, en que se simula la operación de centrales y cuencas hidrográficas, respetando conectividad, límites para almacenar agua y capacidad para generar. En todos ellos, la simulación de la operación busca maximizar la generación de las centrales en horas de punta.
- Leakages from reservoirs are calculated for the initial level of the previous point and are considered constant during the peak period.
- The calculation methodology for power plants with reservoir/tanks uses a series of 153 daily cycles, which simulates the operation of power plants and hydrographic basins, taking into account connectivity, water storage limits and generation capacity. In each case, the simulation seeks to maximize the generation of power plants during peak hours.

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

The initial capacity of the power plant is the average capacity generated over all the peak hours of the period.

Potencia Firme Preliminar

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

Preliminary Firm Power

Obtained from the weighted average, at 80%, 10% and 10% for the capacity associated with the attributes of adequacy, start-up time and ramp-up rate respectively.

Potencia Firme Definitiva

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

Definite Firm Power

A unique reduction factor is calculated, equal to the quotient between maximum demand and the sum of all preliminary power of the pool of power plants. The final capacity is the result of multiplying the preliminary capacity of each power plant by the reduction factor.

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

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

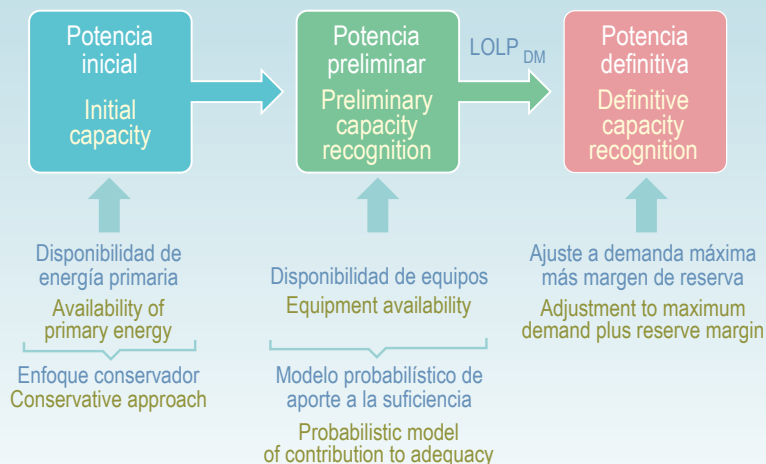
4.4 Adequacy power (methodology D.S. 62, future)

Figure 38 shows the general scheme of the adequacy power calculation procedure (term established to refer to the recognition of capacity in Law 19.940) that establishes D.S. 62 and is expected to come into force in the next few years, once the market for ancillary services is in operation.

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

Each one of the stages and concepts used in the calculation process are described below.

Figura 38: Enfoque metodológico de la potencia de suficiencia del D.S. 62
Methodological approach of adequacy power of D.S. 62



$LOLP_{DM}$ = Probabilidad de pérdida de carga bajo condición de demanda máxima
 Loss-of-load probability under maximum demand conditions

Fuente: Elaboración propia/Source: Own production

Demanda y periodo involucrado

La ventana de medición de la demanda abarca el año completo y considera como demanda máxima el promedio de los cincuenta y dos (52) mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema.

Potencia Inicial Hidráulica

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

- Clasifica las centrales hidráulicas en embalse, pasada y en serie hidráulica. Distingue dentro de las dos últimas aquellas con y sin capacidad de regulación.
- Usa el caudal afluente promedio anual resultante de promediar los dos años con menor energía

Demand and period involved

The demand measurement period encompasses the whole year and considers maximum demand as the average of the 52 highest hourly values of the annual load curve of each system or subsystem.

Initial Hydraulic Power

Seeks to estimate the contribution of hydroelectric power plants during the hours of greatest annual demand. This is done considering conservative inflow availability parameters.

- Classifies hydroelectric power plants into reservoir hydroelectric power plants, hydraulic series, run-of-river and run-of-river with regulation pond.
- Uses the average annual inflow resulting from averaging the two years with least inflow energy

afluente de la estadística de caudales de los últimos 40 años, previos al año de cálculo.

- Como cota inicial de embalses toma el equivalente a la energía promedio embalsada al 1° de abril de cada embalse en los últimos 20 años.
- Filtraciones de los embalses acordes con la energía inicial del punto anterior.
- Metodología de cálculo para centrales de embalse, serie, y con capacidad de regulación por medio de un procedimiento que busca distribuir la energía regulable hidráulica total del sistema siguiendo un llenado de la curva de duración de carga anual. Esto, respetando los modelos de las cuencas hidrográficas. La potencia inicial conjunta (potencia de regulación) obtenida en la hora de mayor demanda es asignada a las centrales con capacidad de regulación a prorrata de la energía anual de regulación aportada al sistema.

in flow statistics of the 40 years prior to the year of calculation.

- Uses the equivalent average energy in reservoirs on April 1 in each reservoir over the past 20 years, as the initial water level in reservoirs.
- Leakage in dams in accordance with the initial energy of the previous point.
- Calculation methodology for reservoir hydroelectric power plants, series, and with regulation capacity by means of a procedure that seeks to distribute total regulable hydraulic energy of the system following a filling pattern of the annual load duration curve. This is done taking into account the hydrographic basin models. Joint initial capacity (regulation capacity) obtained at the hour of greatest demand is assigned to power plants with regulation capacity on a pro rata basis of the annual regulation energy contributed to the system.

Potencia Inicial Térmica

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

Initial Thermal Power

Calculated as the maximum capacity of the power plant reduced by a factor equal to the mean annual availability of primary fuel for the year with the lowest availability for the statistical series of the last 5 years. If the power plant demonstrates operational capacity with an alternative fuel, then the capacity of the plant is the result of a weighted average of availability for maximum capacity obtained with each fuel.

Potencia de Suficiencia Preliminar

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

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

Preliminary Adequacy Power

In its first part, initial capacity is reduced by the following factors that influence annual availability:

- Scheduled maintenance
- Failure rates (IFOR) and deteriorated states

Las potencias resultantes de las reducciones anteriores son introducidas en un modelo probabilístico que da cuenta del “aporte a la suficiencia del sistema”

The capacity resulting from these reductions are introduced into a probabilistic model that considers “the contribution to system adequacy” of each power

de cada central para determinar su potencia de suficiencia preliminar. Dicho modelo será definido por el CDEC respectivo.

Potencia de Suficiencia Definitiva y MRT

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

Por otro lado, el precio básico de la potencia, determinado por la CNE, incorpora un escalamiento dado por el Margen de Reserva Teórico (MRT) del sistema. Dicho margen es calculado a partir del Margen de Potencia (MP), igual a la Potencia Inicial total del sistema, usando una función lineal cuyo resultado es acotado inferiormente por un MRT mínimo de 10%. La función actúa de forma inversa de modo que a mayor MP se obtiene un menor MRT y viceversa. Para valores usuales de MP el MRT se moverá en un rango de 10% a 15%.

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

plant to determine its preliminary adequacy power. This model shall be defined by the respective CDEC.

Definite Adequacy Power and MRT

In this part of the calculation process, the preliminary capacity of each generator is scaled by a factor – the same for each one – so that the sum of definitive capacity is equal to the peak demand of the system.

On the other hand, the basic price of capacity, determined by the CNE, incorporates a scale derived from the Theoretical Reserve Margin (MRT) of the system. This margin is calculated from the Capacity Margin (MP), equal to the total Initial Capacity of the system, using a linear function whose result is lowered by a minimum MRT of 10%. The function acts inversely so that the greater the MP, the lower the MRT, and vice versa. For normal MP values, MRT will be around 10% to 15%.

In the methodology described, the treatment of NCRE should not be discriminated against conventional technologies.

Anexo 5

Glosario de términos

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

Acceso abierto	Capacidad de un tercero de hacer uso de las instalaciones de transporte, con la finalidad de abastecer de energía eléctrica a los clientes del sistema.
Área de influencia común	<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.
Balance de energía (CDEC)	Diferencia entre inyecciones (energía generada valorizada a costo marginal en barras de inyección al sistema de transmisión) y retiros (energía comprometida en contratos valorizada a costo marginal en barras de venta).

Annex 5

Glossary of terms

The following section provides definitions of different terms and concepts used in the text:

Open access	Capability of a third party to use transport installations to supply electricity to customers of the system.
Area of common influence	<p>Area established for remuneration purposes of the main system, composed of a minimum set of main installations between two nodes of the system, where the following characteristics are simultaneously present:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.- That these two nodes total at least seventy five percent of total injections into the system. 2.- That these two nodes total at least seventy five percent of total system demand, and 3.- The usage density, resulting from the quotient between the percentage of injections within the common area of influence with respect to the total injections of the system, and the percentage of the investment value of installations of the common area of influence with respect to the investment value of total main system installations, be at a maximum.
Energy balance (CDEC)	Difference between injections (generated electricity valued at marginal cost in transmission system injection busbars) and withdrawals (electricity committed in contracts valued at marginal cost in sales busbars).

Capacidad de regulación	Se entiende como capacidad de regulación de una central hidráulica el periodo en que ésta puede entregar en forma sostenida potencia máxima haciendo uso del embalse o estanque de regulación asociado y tomando en cuenta los afluentes esperados.
Centro de Despacho Independiente (CDEC)	Una organización que no es propietaria de instalaciones y que tiene la responsabilidad de operar el sistema en forma segura y económica. Representado por los CDEC para el caso de Chile.
Cliente libre	Corresponde a consumidores sobre un determinado volumen (> 500 kW). Puede haber más de un tipo de cliente libre. Estos consumidores tienen la opción de acceder a precios libremente pactados. Se relaciona con cliente en mercado mayorista.
Cliente regulado	Corresponde al consumidor final con tarifa definida por la autoridad (< 500 kW) o bien voluntariamente hasta 2000 kW.
Contrato bilateral	Contrato directo sólo entre el generador de energía y el consumidor o broker, realizado al margen del parque generador centralizado (centro de despacho de carga).
Costo marginal	El costo para el sistema, de proveer una unidad adicional (marginal) de energía, no considerando costos hundidos.
Despacho económico	Distribución de todos los requerimientos de generación entre las unidades del parque de generación de manera de alcanzar el óptimo económico del sistema. Toma en consideración tanto los costos incrementales de generación como los costos incrementales de la transmisión.
Distribuidor	Corresponde a las empresas con concesión en una zona geográfica determinada. Operan y mantienen las instalaciones de distribución.

Regulation capacity	The regulation capacity of a hydroelectric power plant is understood as the period during which the plant can deliver sustained maximum capacity using the reservoir or associated regulation tank, and considering expected inflows.
Independent Dispatch Centre (CDEC)	Organization that does not own installations, responsible for operating the system in a secure and economic way. In Chile these are the CDEC.
Non-regulated customer ("Free client")	Consumers over and above a specific volume (> 500 kW). There may be more than one type of non-regulated customer. These customers may have access to freely agreed prices. They relate to customers in the wholesale market.
Regulated customer	Final consumer with a tariff defined by the authorities (< 500 kW), or voluntarily up to 2000 kW.
Bilateral contract	Direct contract entered into exclusively between the electricity generator and the consumer or broker, outside the centralized generation pool (load dispatch centre).
Marginal cost	Cost for the system of providing an additional (marginal) unit of electricity, not considering hidden costs.
Economic dispatch	Distribution of all generation requirements between the units of the generation pool in order to reach the economic optimum of the system. It considers both incremental generation costs and incremental transmission costs.
Distributor	Represents concessioned companies located in a specific geographic zone. They operate and maintain distribution installations.

Non-Conventional Renewable Energy in the Chilean Electricity Market

Empresa eficiente/ modelo	Corresponde al diseño óptimo (técnico/económico/ organizacional) de una empresa de distribución, sobre el cual se definen los costos por servicio de distribución que se transfieren a clientes.	Model/ efficient company	Represents the optimum design (technical/economic/organizational) of a distribution company that determines costs for distribution services transferred to customers.
Generación distribuida	Fuente de generación de energía eléctrica, conectada directamente al sistema de distribución o bien en instalaciones interiores del usuario.	Distributed generation	Source of electricity generation, directly connected to the distribution system or to the interior installations of a user.
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.	Marginal income	Income obtained by the line as a function of marginal costs. Defined as the difference between the product of flows and the marginal costs at both extremes of the line.
Integración vertical	Propietario y operador del sistema de potencia incluida la generación, transmisión y distribución. Este propietario tiene la responsabilidad de la integridad y confiabilidad del sistema frente a todos los clientes que son abastecidos por él.	Vertical integration	Owner and operator of the electricity system including generation, transmission and distribution. This owner is responsible for the integrity and reliability of the system for all the customers supplied by him.
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.	Non-conventional generator (MGNC)	Generator whose source is non-conventional and whose electricity surplus injected into the system is less than 20.000 kW. Considering efficient cogeneration based on fossil fuels, this category may also include projects classified as conventional energy.
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.	Wholesale market	Purchase and sale of electricity between large consumers and generators, together with the ancillary services needed to maintain reliability and product quality at transmission level.
Mercado spot	Mercado para intercambio inmediato de electricidad a costo marginal instantáneo. En el caso de Chile, es cerrado a los generadores.	Spot market	Market for the exchange of electricity at instantaneous marginal cost. In the case of Chile, it is restricted to generators.
O&M	Se refiere a los costos asociados a operación y mantenimiento aplicables a centrales de generación o bien instalaciones de transmisión.	O&M	Refers to costs associated with operation and maintenance and applicable to power plants or transmission installations.

Orden de mérito	Ordenamiento de menor a mayor de las unidades de generación de acuerdo a sus costos variables de operación. De esta forma se obtiene una primera aproximación del despacho económico de las centrales para distintos niveles de demanda.
Peak load pricing	Sistema de tarificación basado en la teoría marginalista en donde los consumidores pagan un precio por energía y un precio por capacidad (potencia) asociado a las horas de mayor demanda.
Peaje	Cargo por uso de las instalaciones de transporte.
Pequeño Medio de Generación (PMG)	Medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema sean menores o iguales a 9.000 kW conectados a instalaciones pertenecientes a un sistema troncal, de subtransmisión o adicional, en adelante pequeños medios de generación o "PMG".
Pequeño Medio de Generación Distribuido (PMGD)	Medios de generación cuyos excedentes de potencia sean menores o iguales a 9.000 kW, conectados a instalaciones de una empresa concesionaria de distribución, o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público, en adelante pequeños medios de generación distribuidos o "PMGD". A los PMGD se les confiere el derecho a conectarse a las redes de distribución.
Plan de obras	El plan de obras corresponde a un instrumento para la fijación de precios de nudo, dado que su definición junto con la optimización de la operación del sistema (mínimo costo esperado de operación y falla en el sistema), determinan los costos marginales esperados en el sistema. El plan de obras indicativo constituye un referente para el desarrollo adaptado del sistema.

Merit order	Ordering of generation units according to their variable operational costs, from least to highest. In this way, a preliminary idea is obtained of the economic dispatch of power plants for different demand levels.
Peak load pricing	Pricing system based on marginal theory whereby consumers pay a price for electricity and a price for capacity associated with peak demand hours.
Transmission charge	Charge for the use of transport installations.
Small generator (PMG)	Generators whose capacity surplus that may be supplied to the system is smaller or equal to 9.000 kW, connected to installations belonging to a main, sub-transmission or additional system, hereinafter referred to as small generators or "PMG".
Small distributed generator (PMGD)	Generators whose capacity surplus that may be supplied to the system is smaller or equal to 9.000 kW, connected to installations belonging to a concessioned distribution company, or installations of a company that owns electricity distribution lines making use of national public assets, hereinafter referred to as small distributed generators or "PMGD". PMGDs are granted the right to connect to distribution networks.
Expansion plan	The expansion plan is a tool to fix nodal prices because its definition and the optimization of system operation (minimum expected operational cost and failure of the system), determine the expected marginal costs in the system. The indicative expansion plan is a reference for the adaptive development of the system.

Non-Conventional Renewable Energy in the Chilean Electricity Market

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.	Pool	Short term electricity market where sellers offer prices and amounts of electricity in the pool, and generators are dispatched to supply demand. A pool performs the functions of an electricity exchange and system operator. These functions may be performed by a single entity, or they can be separated.
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.	Capacity	Rate at which electricity is produced or consumed. Capacity is measured in watts (W, or more conveniently in kilowatts (kW) or megawatts (MW). One MW is equivalent to 10 ³ kW or 10 ⁶ W.
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.	Adequacy power	Power that may be guaranteed by a generator under peak demand conditions, considering availability of the primary fuel and reliability of the generation unit.
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.	Nodal price of electricity	Mean price of electricity transferred between generators and distributors to supply regulated customers. This price is determined by CNE for 6 month periods.
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.	Nodal price of capacity	Price paid to generators for their contribution to meeting the peak demand of the system. The capacity price is estimated considering the investment cost of a gas fired turbine needed to provide supply under maximum system demand conditions.
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.	Regulator	Determines the regulatory framework that establishes the rules, issues standards and resolves disagreements. This entity, that shall include one or more State institutions, is known as the Regulator.

Seguridad de servicio	Capacidad de respuesta de un sistema eléctrico, o parte de él, para soportar contingencias y minimizar la pérdida de consumos, a través de respaldos y de servicios complementarios.
Servicios complementarios	Recursos técnicos presentes en las instalaciones de generación, transmisión, distribución y de clientes no sometidos a regulación de precios con que deberá contar cada sistema eléctrico para la coordinación de la operación del sistema en los términos dispuestos en el artículo 137°. Son servicios complementarios aquellas prestaciones que permiten efectuar, a lo menos, un adecuado control de frecuencia, control de tensión y plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias.
Suficiencia	Atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer su demanda.
Transportista	Se refiere a las empresas que operan en niveles de tensión especificados para los sistemas de transmisión. Transportan energía eléctrica desde los centros de generación a los de consumo.

Security of service	Response capability of an electricity system, or a part of it, to withstand contingencies and minimize consumption loss, through backups and ancillary services.
Ancillary services	Technical resources available at generation, transmission, distribution and non-regulated customer installations that each electricity system must possess to coordinate system operation under the terms stipulated in article 137 of DFL 4. Ancillary services enable, at minimum, adequate frequency control, voltage control and a service recovery plan, for both normal operating conditions and contingencies.
Adequacy	Attribute of an electricity service whose installations are adequate to supply its demand.
Transporters	Refers to companies that operate at specified voltage levels for transmission systems. They transport electricity from generation to consumption centres.

Anexo 6

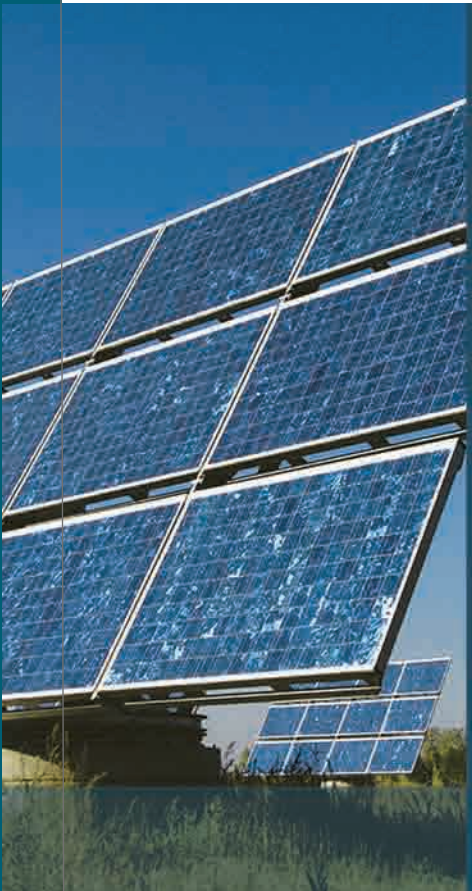
Referencias bibliográficas adicionales

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

Annex 6

Additional bibliographical references

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



Fotos/Photographs:

Portada/Title page:

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

Interior/Interior:

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