

# COMISIÓN ASESORA PARA EL DESARROLLO ELÉCTRICO

Noviembre  
2011



> **Integrantes**

Ignacio Alarcón Arias

Renato Agurto Colima

Sebastián Bernstein Letelier

Vivianne Blanlot Soza

Nicola Borregaard de Strabucchi

Sergio del Campo Fayet

Ronald Fischer Barkan

Juan Antonio Guzmán Molinari

Alejandro Jadresic Marincovic

Rodrigo Palma Behnke

Jorge Quiroz Castro

Hugh Rudnick Van de Wyngard

Marcelo Tokman Ramos

Sebastián Vicuña Díaz

Jorge Zanelli Iglesias

**Presidente**

Juan Antonio Guzmán

**Secretario Técnico**

Ignacio Alarcón

**Asistente de Documentación y Edición**

Luis Hermosilla G.



1	INTRODUCCIÓN	13
2	POLÍTICA ELÉCTRICA E INSTITUCIONAL VIGENTE	21
	2.1 GENERALIDADES	21
	2.2 POLÍTICA ELÉCTRICA VIGENTE	23
	2.3 GRADO DE CUMPLIMIENTO DE LOS OBJETIVOS	23
	<i>2.3.1 Dinamismo del sector y grado de cobertura de la demanda</i>	<i>25</i>
	<i>2.3.2 Competitividad y Precios</i>	<i>34</i>
	<i>2.3.3 Seguridad y Calidad de servicio</i>	<i>39</i>
	<i>2.3.4 Diversidad de la Matriz de Generación y Dependencia Externa</i>	<i>42</i>
	<i>2.3.5 Sustentabilidad Ambiental</i>	<i>44</i>
3	ESCENARIOS PARA LA MATRIZ ELÉCTRICA FUTURA	45
	3.1 INTRODUCCIÓN	45
	3.2 DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA	46
	<i>3.2.1 Proyección de Demanda Futura: Consideraciones Iniciales</i>	<i>46</i>
	<i>3.2.2 Proyección de Demanda Futura: Escenario Considerado</i>	<i>49</i>
	<i>3.2.3 Definición de Casos de Estudios</i>	<i>50</i>
	<i>3.2.4 Indicadores de Desarrollo</i>	<i>52</i>
	<i>3.2.5 Bases del estudio</i>	<i>52</i>
	3.3 RESULTADOS DEL ESTUDIO DE CASOS	53
	<i>3.3.1 Casos BAU SIC</i>	<i>53</i>
	<i>3.3.2 Estudio de Casos en Relación a Bauc en el Sic</i>	<i>56</i>
	<i>3.3.3 Estudio de Casos en Relación A Bauo en el Sic</i>	<i>60</i>
	<i>3.3.4 Estudio de Caso Pesimista de Entrada de Ernc en el Sic</i>	<i>64</i>
	<i>3.3.5 Casos BAU SING</i>	<i>66</i>
	<i>3.3.6 Estudio de Casos en Relación a Bauc en el Sing</i>	<i>67</i>
	<i>3.3.7 Estudio de Casos en Relación a Bauo en el Sing</i>	<i>70</i>
	<i>3.3.8 Estudio de Caso de Interconexión SIC-SING</i>	<i>72</i>
	3.4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	72
4	ANÁLISIS DE LA COMPETENCIA DEL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO Y PROPUESTAS PARA POTENCIARLA	75
	4.1 INTRODUCCIÓN	75
	4.2 CONDICIÓN DE ALTOS PRECIOS Y ESTRECHEZ ENERGÉTICA	75
	4.3 DIAGNÓSTICO GENERAL	78

4.4	PROPUESTAS	81
4.5	GENERACIÓN	81
4.5.1	<i>Ordenamiento Territorial y Compensaciones</i>	82
4.5.2	<i>Reglamentación y Permisos</i>	83
4.5.3	<i>Transparencia</i>	84
4.5.4	<i>CDECs</i>	84
4.5.5	<i>Derechos de Agua</i>	87
4.5.6	<i>Potenciar el Mercado Spot</i>	88
4.5.7	<i>Acceso a terminales de GNL</i>	89
4.6	TRANSMISIÓN	89
4.6.1	<i>Condiciones Específicas de la Transmisión</i>	90
4.6.2	<i>Incrementar la Confiabilidad</i>	93
4.6.3	<i>Agilizar la Tramitación de los Proyectos de Transmisión</i>	93
4.6.4	<i>Creación de Franjas de Servidumbre – Carretera Eléctrica</i>	93
4.6.5	<i>Planificación Permanente de la Transmisión</i>	94
4.6.6	<i>Expansión Troncal Robusta</i>	94
4.6.7	<i>Corredores de Interés Público</i>	94
4.6.8	<i>Interconexión SIC-SING</i>	95
4.6.9	<i>Interconexiones internacionales</i>	95
4.6.10	<i>Ampliaciones de Transmisión Existente</i>	99
4.6.11	<i>Área de Influencia y Proporción de Peajes</i>	99
4.6.12	<i>Tasa de Descuento</i>	99
4.7	DISTRIBUCIÓN	100
4.7.1	<i>Licitaciones</i>	100
4.7.2	<i>Cálculo Tarifario de Distribución</i>	106
<b>5</b>	<b>MEDIO AMBIENTE Y DESARROLLO ELÉCTRICO</b>	<b>113</b>
5.1	ANTECEDENTES GENERALES	113
5.2	INTRODUCCIÓN: IMPACTOS AMBIENTALES ASOCIADOS A LA GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN ELÉCTRICA	115
5.2.1	<i>Discusión de Conceptos Claves</i>	115
5.2.2	<i>Los Impactos Ambientales de Proyectos Eléctricos en Chile</i>	119
5.3	DIAGNÓSTICO DEL MARCO INSTITUCIONAL EXISTENTE PARA LA GESTIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES DEL SECTOR ELÉCTRICO	120
5.3.1	<i>Objetivo 1: Proteger la Salud Humana</i>	121
5.3.2	<i>Objetivo 2: Reducir las Emisiones de GEI y Contribuir a la Reducción de Impactos del Cambio Climático</i>	122

5.3.3	<i>Objetivo 3: Conservación del Patrimonio Ambiental y los Recursos Naturales</i>	125
5.4	<b>PROPUESTAS</b>	132
5.4.1	<i>Consolidación de Instrumentos para Proteger la Salud de las Personas</i>	132
5.4.2	<i>Plantear Objetivo Claro en materia de Reducción de GEI e Impactos del Cambio Climático</i>	132
5.4.3	<i>Mejorar la Conservación del Patrimonio Ambiental en relación a Proyectos de Generación y Transmisión Eléctrica</i>	133
<b>6</b>	<b>SOCIEDAD Y DESARROLLO ELÉCTRICO</b>	<b>137</b>
6.1	CONSIDERACIONES GENERALES	137
6.2	ANÁLISIS DE LA FORMACIÓN DE PERCEPCIONES CIUDADANAS SOBRE LA ENERGÍA EN CHILE	138
6.3	EL ROL DE LA INFORMACIÓN Y SU NUEVA CONFIGURACIÓN	139
6.4	PROPUESTAS ENFOCADAS A MEJORAR LOS ESPACIOS DE DIÁLOGO	143
6.4.1	<i>Público Local</i>	144
6.4.2	<i>Público Nacional o Global</i>	144
<b>7</b>	<b>NUEVOS TEMAS DE LA ESTRATEGIA ENERGÉTICA</b>	<b>151</b>
7.1	EFICIENCIA ENERGÉTICA	151
7.1.1	<i>Recomendaciones en Eficiencia Energética</i>	151
7.2	HIDROELECTRICIDAD EN EL SUR	157
7.3	ERNC	158
7.3.1	<i>Introducción</i>	158
7.3.2	<i>Diagnóstico</i>	159
7.3.3	<i>Recomendaciones</i>	164
7.4	ENERGÍA NUCLEAR	171
7.5	INNOVACIÓN TECNOLÓGICA	174
7.5.1	<i>Antecedentes</i>	174
7.5.2	<i>Problema Identificado</i>	175
7.5.3	<i>Diagnóstico y Propuestas</i>	175
<b>8</b>	<b>REFERENCIAS</b>	<b>177</b>

# Indice de Tablas

TABLA 1: TASAS DE CRECIMIENTO DE CONSUMO DE ELECTRICIDAD POR DÉCADAS	17
TABLA 2: POTENCIA INSTALADA DE GENERACIÓN EN EL SIC	19
TABLA 3: POTENCIA INSTALADA DE GENERACIÓN EN EL SING	19
TABLA 4: LÍNEAS SISTEMA DE TRANSMISIÓN SING	22
TABLA 5: LÍNEAS SISTEMA DE TRANSMISIÓN SIC	23
TABLA 6: POTENCIA INSTALADA POR TECNOLOGÍA CASOS BAU SIC	45
TABLA 7: COMPARACIÓN DE INDICADORES CASOS BAU SING	45
TABLA 8: TASA DE ENTRADA DE ERNC CASOS BAU SING	46
TABLA 9: CRONOGRAMA DE EXPANSIÓN CASO BAUC SIC	46
TABLA 10: CRONOGRAMA DE EXPANSIÓN CASO BAUO SIC	46
TABLA 11: POTENCIA INSTALADA POR TECNOLOGÍA CASOS BAUC	48
TABLA 12: COMPARACIÓN DE INDICADORES CASOS BAUC	48
TABLA 13: TASA DE ENTRADA DE ERNC BAUC Y CASOS	51
TABLA 14: POTENCIA INSTALADA POR TECNOLOGÍA CASOS BAUO SIC	52
TABLA 15: COMPARACIÓN DE INDICADORES CASOS BAUO	53
TABLA 16: TASA DE ENTRADA DE ERNC CASOS BAUO	55
TABLA 17: POTENCIA INSTALADA POR TECNOLOGÍA CASOS BAU PESIMISTA	56
TABLA 18: COMPARACIÓN DE INDICADORES CASO PESIMISTA BAUC SIC	57
TABLA 19: TASA DE ENTRADA DE ERNC CASOS BAUC PESIMISTA	57
TABLA 20: POTENCIA INSTALADA POR TECNOLOGÍA CASOS BAU SING	58
TABLA 21: COMPARACIÓN DE INDICADORES CASOS BAU SING	58
TABLA 22: TASA DE ENTRADA DE ERNC CASOS BAUC SING	59
TABLA 23: POTENCIA INSTALADA POR TECNOLOGÍA CASOS BAUC SING	59
TABLA 24: COMPARACIÓN DE INDICADORES CASOS BAUC SING	60
TABLA 25: TASA DE ENTRADA DE ERNC CASOS BAUC SING	61
TABLA 26: POTENCIA INSTALADA POR TECNOLOGÍA CASOS BAUO SING	62
TABLA 27: COMPARACIÓN DE INDICADORES CASOS BAUO SING	62
TABLA 28: TASA DE ENTRADA DE ERNC CASOS BAUO SING	63
TABLA 29 DERECHOS DE AGUA POR EMPRESAS (FUENTE: ENDESA)	71
TABLA 30: RESULTADO DE LAS LICITACIONES	91
TABLA 31: TIPOS DE INSTRUMENTOS Y FACTORES CRÍTICOS ASOCIADOS AL OBJETIVO 1	109
TABLA 32: TIPOS DE INSTRUMENTOS Y FACTORES CRÍTICOS ASOCIADOS AL OBJETIVO 2	111
TABLA 33: PRINCIPALES FIGURAS DE PROTECCIÓN DE ECOSISTEMAS	112
TABLA 34: SUPERFICIE DE ÁREAS PROTEGIDAS TERRESTRES Y MARINAS EN CHILE	113
TABLA 35: TIPOS DE INSTRUMENTOS Y FACTORES CRÍTICOS ASOCIADOS AL OBJETIVO 3	119
TABLA 36: PROYECTOS ERNC INGRESADOS AL SEIA DESDE 2006	146
TABLA 37: LISTADO DE PROYECTOS INGRESADOS AL SEIA DESDE 2006	147
TABLA 38: CONCESIONES GEOTÉRMICAS OTORGADAS	150

# Indice de Figuras

FIGURA 1: MATRIZ DE ENERGÍA PRIMARIA MUNDO 2008	14
FIGURA 2: MATRIZ DE ENERGÍA PRIMARIA OECD 2009	14
FIGURA 3: MATRIZ DE ENERGÍA PRIMARIA CHILE 2009	14
FIGURA 4: MATRIZ DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD MUNDO 2008	15
FIGURA 5: MATRIZ DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CHILE 2010	15
FIGURA 6: COMPARACIÓN DE DEMANDA ANUAL DE ELECTRICIDAD Y PIB	18
FIGURA 7: CONSUMO DE ELECTRICIDAD POR SECTOR DE LA ECONOMÍA	18
FIGURA 8: COSTO MARGINAL SIC	28
FIGURA 9: PRECIO MONÓMICO LIBRE Y PRECIO DE NUDO DE CORTO PLAZO SIC	28
FIGURA 10: COSTO MARGINAL SING	29
FIGURA 11: PRECIO MONÓMICO LIBRE Y PRECIO DE NUDO DE CORTO PLAZO SING	29
FIGURA 12: EVOLUCIÓN REAL Y PROYECTADA DEL SIC ESCENARIO BAU CONSERVADOR	30
FIGURA 13: EVOLUCIÓN REAL Y PROYECTADA DEL SING ESCENARIO BAU CONSERVADOR	30
FIGURA 14: GENERACIÓN ELÉCTRICA SIC (GWH)	34
FIGURA 15: GENERACIÓN ELÉCTRICA SING (GWH)	34
FIGURA 16: GENERACIÓN ELÉCTRICA SIC + SING (GWH)	34
FIGURA 17: GENERACIÓN ELÉCTRICA A NIVEL MUNDIAL (TWH)	35
FIGURA 18. RELACIÓN PIB PER CÁPITA Y CONSUMO ELECTRICIDAD PER CÁPITA AL AÑO 2008	39
FIGURA 19. EVOLUCIÓN EN LA RELACIÓN PIB PER CÁPITA- CONSUMO DE ELECTRICIDAD PER CÁPITA 1980 -2008	40
FIGURA 20: PROYECCIÓN DE DEMANDA Y TASA DE CRECIMIENTO - SIC	41
FIGURA 21: PROYECCIONES DE CONSUMO EN EL SING	42
FIGURA 22: OFERTA, CAPACIDAD, COSTO MARGINAL Y RESERVA CASO BAUC	47
FIGURA 23: OFERTA, CAPACIDAD, COSTO MARGINAL Y RESERVA CASO BAUO	48
FIGURA 24: EVOLUCIÓN CMG DE ENERGÍA MENSUAL SIC	67
FIGURA 25: EVOLUCIÓN CMG DE ENERGÍA MENSUAL SING	67
FIGURA 26: PRECIO FOB SPOT EUROPEO DIARIO DEL PETRÓLEO BRENT-USD/BARRIL	68
FIGURA 27: PRECIOS A CLIENTE INDUSTRIAL, DIC-2010	68
FIGURA 28: IMPACTOS POTENCIALES ASOCIADOS A GENERACIÓN ELÉCTRICA	103
FIGURA 29: MEDIDAS DE MITIGACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES POR TECNOLOGÍA	104
FIGURA 30: EMISIONES, CAPTURAS Y BALANCE DE GEI POR SECTOR, 1984-2006.	110
FIGURA 31: UBICACIÓN DE ÁREAS PROTEGIDAS DEL SNASPE	115
FIGURA 32: ÁREAS PROTEGIDAS SNASPE Y DERECHOS DE AGUA NO CONSUNTIVOS ASIGNADOS Y EN ESTUDIO.	116
FIGURA 33: UBICACIÓN ESTACIONES HIDROLÓGICAS DGA Y DERECHOS DE AGUA NO CONSUNTIVOS EN TRAMITE.	122
FIGURA 34: MODELO DE CONSTRUCCIÓN DE PERCEPCIONES SOBRE ENERGÍA	128
FIGURA 35: AHORROS, ACCIONES Y COSTOS ASOCIADOS AL PLAN NACIONAL DE ACCIÓN	142
FIGURA 36: EVOLUCIÓN DE PROYECTOS ERNC	147



# Lista de Agradecimientos

Esta Comisión agradece en forma especial la confianza depositada por el Presidente de la República señor Sebastián Piñera, al encargarnos esta importante tarea.

Agradece también de manera especial el apoyo del Ministro de Energía señor Rodrigo Álvarez y del Ex Ministro de Energía señor Laurence Golborne.

La Comisión contó con el apoyo de las siguientes instituciones: Ministerio Secretaría General de la Presidencia, Ministerio de Energía, Ministerio del Medio Ambiente, Comisión Nacional de Energía, Superintendencia de Electricidad y Combustibles, CORFO, Centro de Despacho Económico de Cargas del Sistema Interconectado Central, Centro de Despacho Económico de Cargas del Sistema Interconectado del Norte Grande, Asociación Chilena de Energías Renovables A.G., Asociación de Consumidores de Energía No Regulados, Empresas Eléctricas A.G., Generadoras de Chile A.G., SOFOFA, SNA, Colegio de Ingenieros de Chile A.G., Instituto de Ingenieros de Chile, Banco Interamericano de Desarrollo, Centro de Energía Universidad de Chile, Consejo Minero.

A continuación se presenta una lista de personas que de una u otra forma han contribuido al desarrollo del presente trabajo. A cada uno de ellos esta Comisión agradece su colaboración y gentil disposición para con sus integrantes.

Adolfo Tocornal, Ministerio de Energía

Alberto Ugalde, Ministerio de Energía

Alfredo Bernal, Delegado de ACENOR

Alfredo Solar, Presidente Asociación Chilena de Energías Renovables A.G.

Andrea Rudnick, Ministerio de Medio Ambiente

Andrés Concha, Presidente SOFOFA

Andrés Kullmann, Empresas Eléctricas A.G

Camila Vásquez, Ministerio de Energía

Carlos Barría, Ministerio de Energía  
Carlos Cabrera, Generadoras de Chile A.G.  
Carlos Ciappa, DGA  
Carlos Finat, Presidente Comité de Energía y Cambio Climático  
Carlos Salazar, DGA  
Carmen Gloria Guerra, Ministerio de Energía  
Christiaan Gischler, Especialista Senior de Energía, BID  
Christian Santana, Consultor  
Claudio Meier, Profesor Universidad de Concepción  
Cristian Hermansen, Presidente Comisión de Energía Colegio de Ingenieros de Chile A.G.  
Cristobal de la Maza, Ministerio de Medio Ambiente  
Daniel Díaz, CORFO  
Daniel Salazar, Director de Operación y Peajes CDEC-SING  
Daniela Martinez, Investigadora, Estudiante de Magister en MIT  
Eduardo Bustos, Investigador, Centro de Cambio Global UC  
Eduardo Núñez, Ministerio de Energía  
Eduardo Ricke, Director de Operación y Peajes CDEC-SIC  
Eliás Arze, Presidente Instituto de Ingenieros de Chile  
Esteban Skoknic, Gerente de Mercado Eléctrico SYNEX  
Felipe Commentz, Gerente Estrategia CORFO  
Fernando Agüero, Presidente Colegio de Ingenieros de Chile A.G.  
Fernando Aguirre, DGA  
Francisco Danitz, Director de ACENOR  
Francisco Mualim, Empresas Eléctricas A.G  
Francisco Sánchez, Empresas Eléctricas A.G  
Gerardo Marti, Ministerio de Energía  
Germán Guerrero, Instituto de Ingenieros de Chile  
Guillermo Jimenez, Centro de Energía Universidad de Chile  
Guillermo Pérez Del Río, Empresas Eléctricas A.G  
Héctor Palacios, Presidente de ACENOR  
Ivan Saavedra, CNE  
Jack Nahmias, Superintendencia de Electricidad y Combustibles  
Jaime Bravo, Ministerio de Energía  
Jaime González, Superintendencia de Electricidad y Combustibles  
Jose Antonio Muñoz, Superintendencia de Electricidad y Combustibles  
José Antonio Valdés Presidente Generadoras de Chile A.G.  
José Ignacio Medina, Investigador, CIPMA  
Juan Emilio Cheyre, Director Centro de Estudios Internacionales UC

Juan Manuel Contreras, Secretario Ejecutivo CNE  
Juan Pablo Urrutia, Ministerio de Energía  
Juan Pablo Montero, Profesor Facultad de Economía UC  
Julio Vergara, Profesor Facultad de Ingeniería UC, Consejero CCHEN  
Karin Von Osten, Ministerio de Energía  
Luis Ávila, Superintendencia de Electricidad y Combustibles  
Luis Labbe, Ministerio de Energía  
Luis Mayol, Presidente Sociedad Nacional de Agricultura  
Manuel Tironi, Tironi y Asociados  
Marcelo Matus, Centro de Energía Universidad de Chile  
Marcelo Olivares, profesor Universidad de Chile  
Marcelo Padilla, Ministerio de Energía  
María Camila Uribe, Representante Departamento de Países, BID  
María de la Luz Domper, Ministerio Secretaría General de la Presidencia  
María Ignacia Benitez, Ministra, Ministerio de Medio Ambiente  
María José Revecó, Ministerio de Energía  
María Paz Hermosilla, Ministerio de Energía  
María Soledad Barrios, Ministerio de Energía  
Mark Falvey, Departamento de Geofísica Universidad de Chile  
Matias Desmadryl, Director, DGA  
Miguel Pérez de Arce, Ministerio de Energía  
Pablo Varas Valenzuela, Pontificia Universidad Católica de Chile  
René Muga, Gerente General Generadoras de Chile A.G.  
Ricardo Irrazábal, Subsecretario de Medio Ambiente  
Ricardo Kast, Consultor  
Rigoberto Torres, Centro de Energía Universidad de Chile  
Rodrigo Castillo, Director Ejecutivo Empresas Eléctricas A.G  
Rodrigo Sepúlveda, Consultor  
Rodrigo Solís, Director de Estudios Generadoras de Chile A.G.  
Sebastián Mocarquer, gerente General SYSTEP  
Rubén Sánchez, Director Ejecutivo de ACENOR  
Victoriano Casajús, Consultor  
Ximena Abogabir, Fundación Casa de la Paz  
Ximena Ubilla, Ministerio de Energía



# 1. Introducción

» Chile enfrenta grandes desafíos relacionados con el desarrollo sustentable del sector eléctrico y el crecimiento de la demanda. Se espera que el consumo de energía eléctrica en el país alcance a 57 TWh en el año 2011 con una demanda máxima cercana a 9 GW que son abastecidos con una capacidad instalada de generación de aproximadamente 16,5 GW. Considerando un crecimiento moderado de 4,6% promedio anual, que incorpora en parte la variable de eficiencia energética, el año 2030 se espera un consumo de energía eléctrica del orden de 136 TWh y una demanda máxima de 20 GW.

Los principales recursos utilizados para la producción de electricidad han sido históricamente la hidroelectricidad, el carbón, el gas natural y el petróleo. De éstos, sólo la hidroelectricidad es una fuente nativa, mientras que los demás recursos son importados. La matriz eléctrica ha pasado por importantes cambios en las últimas dos décadas. A partir de 1997, se introdujo el gas natural proveniente de Argentina. Debido a la crisis proveniente de la falta de gas argentino, la expansión eléctrica revirtió principalmente a turbinas y motores en base a petróleo diesel en el corto plazo, y a centrales de carbón para el mediano plazo. A partir de 2007, año en que se aprobó la Ley N° 20.257 para el fomento de las ERNC, se inició el desarrollo de proyectos eólicos, minicentrales hidroeléctricas y centrales en base a biomasa, aunque estos desarrollos son aún incipientes se espera que durante esta década adquieran paulatinamente una mayor participación. A futuro, la matriz eléctrica, bajo diversos escenarios, se compone de centrales térmicas a carbón, centrales hidroeléctricas y una combinación de ERNC, incluyendo biomasa, geotermia, energía eólica y minicentrales hidroeléctricas. La energía nuclear es una posibilidad que aún no ha sido suficientemente estudiada, pero podría ser una opción hacia finales de la próxima década, dependiendo de la decisión que el país tome al respecto.

En términos de costos de generación, sin incluir los costos de transmisión ni ambientales, las opciones de menor costo son la hidroelectricidad, la biomasa y la generación a carbón. En relación a los costos de la geotermia, éstos dependerán de las características de los sitios actualmente en evaluación; mientras que los costos de la energía eólica siguen dependiendo fuertemente de las características del recurso, y por lo tanto, de los factores de planta que puedan alcanzarse.

Por otra parte, los sistemas eléctricos requieren de una base de producción que presente altos niveles de disponibilidad y seguridad. Las fuentes que dependen de recursos altamente variables, como el viento o las centrales hidroeléctricas en cuencas con alta variabilidad hidrológica, requieren complementarse con una fuerte componente de centrales de base, cuya fuente primaria presente alta y estable disponibilidad. En el caso de Chile, éstas son las centrales a carbón y gas natural licuado y las centrales hidroeléctricas en cuencas de variación hidrológica baja o con embalse. Eventualmente la geotermia puede ser una opción con alto factor de planta.

Actualmente la penetración de las ERNC alcanza cerca del 3% de la generación. Esta participación, de acuerdo a la ley vigente, debe llegar a 8% el 2020 y a 10% el 2024. Dicha participación está actualmente en discusión, y es uno de los aspectos que aborda en profundidad este informe.

Sumado a lo anterior, es importante destacar que Chile presenta altos valores de la energía eléctrica en comparación con la mayoría de los países de Suramérica. Aún si se eliminan las distorsiones relacionadas con subsidios existentes en otros países, existen diferencias que se originan en que Chile es uno de los pocos países de la región que no dispone de combustibles fósiles propios. En el resto de la región se dispone de gas natural, petróleo y carbón. En el caso del gas natural esto significa fuertes ventajas comparativas, las que también se dan en menor grado en el petróleo y carbón por diferenciales de costo de transporte, entre otros. Asimismo, en países como Colombia, Perú y Brasil se está fomentando fuertemente el desarrollo hidroeléctrico, que representa en todos los casos la posibilidad de reducir los costos.

En la condición de Chile como país exportador que compite con otros países de la región en actividades como la minería y otras, el costo de la energía pasa a ser un factor importante en la competitividad de su economía. Por lo tanto, la evolución de los costos y precios de la electricidad requiere de particular atención en la economía chilena.

Por otra parte, Chile no está aislado del mundo y de las exigencias globales de reducción de los gases con efecto invernadero (GEI). El país no ha definido aún una política concreta respecto al tema, la que está en discusión. El sector eléctrico, aunque no es el mayor generador de GEI en nuestra economía (el sector transporte es el principal contribuyente), corre el riesgo de aumentar significativamente las emisiones de CO<sub>2</sub> en la próxima década, debido a la eventual incorporación de las centrales térmicas a carbón. Los esfuerzos de los gobiernos dirigidos a lograr una mayor diversificación de la matriz eléctrica son indispensables para garantizar que nuestra economía no se vea castigada en el futuro por la huella de carbono de sus exportaciones. Estos esfuerzos implican no sólo el fomento de las ERNC, sino también un desarrollo

sustentable de formas de energía convencional que puedan sustituir al carbón como energía de base. Aquí pueden cumplir un rol la energía hidroeléctrica convencional y las centrales a GNL.

Más allá de los costos efectivos de suministro, en el sistema de precios vigente, el precio de la electricidad a consumidor final depende del nivel de competencia efectiva en el mercado. Por lo mismo, se requiere una actitud proactiva y permanente de los órganos sectoriales en la identificación de barreras a la competencia y distorsiones que puedan afectar la adecuada transferencia de las ganancias de eficiencia en el sistema a los precios a consumidor final.

Por diversas razones, el sistema eléctrico ha mostrado situaciones críticas de suficiencia en el suministro y fallas intempestivas, que son síntomas de imperfecciones en la planificación y la operación de los sistemas. En una economía en que la energía eléctrica es esencial para diferentes procesos y para el bienestar de la población, y donde los consumidores saben que pagan la totalidad del costo de la energía, la continuidad y la calidad son esenciales, tanto por el alto costo de los déficits, como por la pérdida de credibilidad de las políticas y los agentes ante la ciudadanía y los consumidores que implica una mala calidad de servicio. Para asegurar la calidad y la continuidad de la oferta, se requieren cambios institucionales en relación con la coordinación de la operación como la fiscalización, mejorar los procesos y metodologías de planificación de las inversiones, tanto en capacidad como en sistemas de control de la operación de los sistemas, y fortalecer la capacidad del regulador de modo que pueda agilizar y mejorar su función.

En el ámbito de la sustentabilidad ambiental del sector eléctrico, cabe destacar que desde la promulgación de la Ley de Bases de Medio Ambiente, Ley 19.300 de 1994, el desarrollo de los proyectos eléctricos de generación y transmisión ha estado sometido al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) y a las restricciones establecidas por los Planes de Descontaminación y Prevención en zonas latentes o saturadas, que limitan las emisiones a la atmósfera. En el marco del SEIA y los mencionados planes, los proyectos eléctricos deben probar el cumplimiento de las normas ambientales y de una serie de normas sectoriales como requisito para la aprobación de permisos sectoriales y la obtención de una calificación ambiental positiva. Asimismo, los estudios de impacto deben probar que en aquellos aspectos no normados se cumple con los criterios de preservación y protección de la política ambiental. A través de los años la información y el conocimiento de las variables ambientales ha sido creciente, lo que ha permitido mejorar los procedimientos y la información en los procesos de evaluación. No obstante tratándose de un tema complejo por la amplia diversidad de variables que deben considerarse, de ninguna manera puede considerarse que la gestión ambiental en el sector eléctrico esté exenta de limitaciones que deben ser analizadas y superadas gradualmente.

El sector eléctrico comparte con otros muchos sectores económicos el problema de que el instrumento central para asegurar la sustentabilidad ambiental sea el SEIA, que consiste esencialmente en un examen caso a caso de los proyectos de inversión, a través de un instrumento que tiene limitaciones. Estas limitaciones en muchos casos se relacionan con la ausencia o insuficiencia de políticas y normas relacionadas con la preservación de la biodiversidad y los recursos naturales, con la falta de normas secundarias de calidad ambiental y con las limitaciones de los instrumentos de planificación territorial, entre otras definiciones que se requerirían para una mejor eficacia del sistema de evaluación ambiental. Las limitaciones de las políticas y normas de uso del territorio implican que a menudo los conflictos sobre el desarrollo de proyectos se generen en materias no normadas o escasamente estudiadas. Como ejemplos de materias en que existen déficit de políticas y normas, se puede mencionar la compatibilidad entre la actividad eléctrica y el turismo o el desarrollo de actividades productivas alternativas en las áreas afectadas, la falta de políticas claras respecto a la afectación de territorios reclamados por los pueblos originarios, el limitado estudio y conocimiento de los ecosistemas asociados a cuencas hidrográficas de interés hidroeléctrico, la falta de criterios de aplicación general para la definición de los caudales mínimos ecológicos en cursos de agua, la falta de claridad respecto a las actividades permitidas en las áreas silvestres protegidas según su categoría.

Estas limitaciones y déficit de políticas complementarias al SEIA tienen diferentes efectos. Por una parte, en algunos aspectos los servicios que toman las decisiones tienen pocos elementos para juzgar la evaluación realizada, lo que aumenta el riesgo ambiental; por otra parte, la discrecionalidad que necesariamente deben aplicar las autoridades sectoriales en el proceso de calificación ambiental es percibida por la ciudadanía como una fuente de arbitrariedad que quita legitimidad y credibilidad al procedimiento. Asimismo, esto reduce la predictibilidad en el éxito del proceso de calificación ambiental y los plazos necesarios, lo que a su vez aumenta el riesgo para los inversionistas y para la entrada oportuna en operación de la infraestructura eléctrica.

La percepción ciudadana respecto a los estándares de protección ambiental aplicados en el sector eléctrico ha evolucionado negativamente en los últimos años. Generalmente se considera que, tratándose de conflictos entre actividades económicas y protección ambiental, la balanza se inclina hacia la primera, porque tanto a nivel regional como nacional las autoridades políticas privilegian el crecimiento económico y la rentabilidad privada en los sectores productivos de mayor influencia. Por consiguiente, la conflictividad asociada a proyectos eléctricos ha aumentado con el tiempo. Los conflictos involucran a comunidades localizadas en el área de influencia directa de los proyectos, a organizaciones ambientalistas locales y nacionales, y a menudo, a

agentes económicos de actividades económicas alternativas potencialmente afectadas.

La creciente conflictividad ha implicado el aumento de los plazos necesarios para la ejecución de proyectos de inversión, lo que a su vez puede tener efectos en la calidad y continuidad del suministro eléctrico. Tanto en el caso de la generación como la transmisión se han producido atrasos en la entrada en operación de proyectos importantes para el sistema por mayores plazos en la calificación ambiental.

El cuestionamiento creciente de la política ambiental en el sector eléctrico ocurre en un marco en que la ciudadanía reclama por mejores espacios de participación, demanda formas de producción de energía “limpias” y es altamente sensible al alto costo de la energía. Según lo muestran numerosas encuestas, existe un limitado conocimiento de las posibilidades reales de desarrollo eléctrico y los trade-offs involucrados en las decisiones de política. Es sintomático el escaso y distorsionado conocimiento de los costos relativos de las distintas tecnologías y de los impactos en costos que diferentes estructuras de producción tienen en los costos y precios.

El desafío para el sector es doble: debe proveer la energía necesaria para satisfacer el aumento de consumo demandado por el país, y debe aumentar paulatinamente los estándares ambientales y la información necesaria para una participación ciudadana de mayor contenido. El mejoramiento de los estándares ambientales, sin perjuicio de los esfuerzos que corresponden a las empresas mismas, recae fuertemente en una mayor sofisticación de la información y los instrumentos de política ambiental aplicados al sector eléctrico. Por otra parte, la reducción de conflictos ambientales requiere invertir en espacios de diálogo así como en información transparente a disposición de la ciudadanía en todos los niveles, que permita a esta última entender cada vez mejor la relación energía-medioambiente, las posibilidades y recursos disponibles para el país, los trade-offs entre costo y exigencias tecnológicas y ambientales y la racionalidad y justificación de la política ambiental.

En resumen, los desafíos que enfrenta el sector eléctrico son múltiples y complejos. Dar respuesta a las necesidades de consumo del país, con calidad y eficiencia, requiere el desarrollo de fuertes inversiones en los próximos 20 años. Para que esas inversiones beneficien efectivamente a los consumidores es necesario cautelar rigurosamente que exista una efectiva competencia y mejorar los procesos regulatorios, de planificación y de fiscalización sectorial. Asimismo, las fuertes inversiones permiten prever importantes impactos potenciales sobre el medio ambiente y producirán conflictos con otras actividades económicas. El desarrollo de una matriz adecuadamente diversificada para manejar la incertidumbre en los costos futuros de la energía, asegurar la

sustentabilidad ambiental y mantener los costos a niveles que no afecten adversamente el desarrollo económico y el bienestar de la población, es una tarea que exigirá instituciones fuertes y políticas cuidadosamente diseñadas para equilibrar los múltiples objetivos sectoriales.

El delicado equilibrio que debe lograrse debe ser comprendido y compartido por la ciudadanía. Para ello se requieren mejores sistemas de información de las políticas públicas y procedimientos de participación en la discusión de políticas y proyectos. Las institucionalidades energética y ambiental han sido recientemente reformadas, introduciéndose nuevos organismos y exigencias legales que pueden potenciar y mejorar la gestión ambiental y la participación ciudadana. La implementación pronta de estas reformas es un elemento para evitar que la conflictividad en torno a las inversiones eléctricas impida la obtención de un servicio a precios y calidad adecuados para el nivel de desarrollo a que aspira el país.

Ante la necesidad de enfrentar estos desafíos con una visión de largo plazo, el 6 de mayo del presente año el gobierno creó una comisión asesora de desarrollo eléctrico (CADE) conformada por diversos especialistas y técnicos de distintas disciplinas con el propósito de entregar propuestas para el desarrollo del sector eléctrico en las próximas décadas. Cuatro elementos fundamentales fueron planteados en la convocatoria, los cuales deberían constituir los pilares fundamentales de la futura matriz eléctrica. Estos elementos fueron: seguridad de abastecimiento, calidad de servicio, sustentabilidad y eficiencia. Así mismo, se recomendó considerar en particular la participación futura de las fuentes de energía renovable no convencional, tanto aquellas con presencia en la oferta actual como otras fuentes de energía no consideradas actualmente en la matriz energética.

Considerando lo anterior, el trabajo de la Comisión se llevó a cabo sobre la base de un primer acuerdo en relación a los principales tópicos y materias que es necesario analizar y que son relevantes para enfrentar los desafíos mencionados.

Así, la Comisión consideró conveniente estructurar el informe dividiéndolo en siete capítulos. El primero es la presente introducción, que delinea en forma resumida el objetivo y contenidos del informe.

El capítulo segundo se refiere a la política energética vigente actualmente y efectúa un diagnóstico preliminar de los problemas que el sector ha debido enfrentar.

El capítulo tercero está dedicado a un análisis de la matriz eléctrica futura, las necesidades y la demanda, los recursos y las tecnologías disponibles. Sobre estas bases se analizan y

evalúan diversos escenarios posibles de desarrollo en el largo plazo (2011-2030).

El capítulo cuarto analiza los aspectos estructurales y regulatorios que determinan el grado de competencia en el sector, tales como la concentración en generación, la situación de propiedad de los derechos de agua, la integración vertical y horizontal, las condicionantes de la competencia en el corto plazo y otros aspectos regulatorios relativos a la retribución de la distribución y de la transmisión, así como el esquema de planificación de la expansión de los sistemas de transmisión.

El quinto capítulo analiza la institucionalidad y normativa ambiental que se aplica al sector eléctrico y efectúa recomendaciones para mejorar los estándares de sustentabilidad sectoriales.

El sexto capítulo aborda las tendencias recientes en la formación de percepciones de la ciudadanía respecto al sector de energía y su relación con la calidad ambiental, así como las falencias en los sistemas de participación de la ciudadanía en la discusión de las políticas eléctricas y ambientales, y propone sistemas de participación e información que permitan un mejor manejo de los conflictos que afectan el desarrollo eléctrico.

Finalmente, el séptimo capítulo aborda los denominados nuevos temas estratégicos en el sector de energía. Entre éstos, se discuten las políticas de eficiencia energética, la hidroelectricidad en el sur, la incorporación de ERNC, la energía nuclear y la innovación tecnológica.





## 2. Política Eléctrica e Institucional Vigente

### 2.1 Generalidades

» Los conceptos básicos que definen la actual política eléctrica tienen su origen en la política energética establecida en el país a principios de la década de los ochenta.

En el caso de los combustibles líquidos, sólidos y gaseosos, se establecieron mercados competitivos, con precios libres y plena libertad de los agentes económicos y consumidores para producir, importar, exportar, procesar, transportar y comercializar todos estos energéticos. Debe señalarse que por preceptos constitucionales, la participación de empresas privadas en la exploración y producción de hidrocarburos líquidos y gaseosos requiere el establecimiento de Contratos Especiales de Operación suscritos con el Estado.

En forma similar al mercado de combustibles, se estableció para la generación y suministro mayorista de electricidad un régimen de competencia por el mercado, con libre entrada de centrales, con regulaciones para los segmentos monopólicos de la electricidad como lo son la transmisión y distribución. El mercado mayorista de electricidad funciona sobre la base de un mercado spot y de un mercado de contratos, los cuales son descritos en el cuerpo del informe. En términos generales, el mercado spot está orientado a los generadores y tiene por objeto saldar los apartamientos entre generación y compromisos contractuales de suministro de estos agentes. El mercado spot se caracteriza por la alta variabilidad de sus precios, que refleja el costo marginal de corto plazo del sistema eléctrico, con despacho centralizado y basado en los costos variables crecientes de las unidades generadoras.

El mercado de contratos tiene como objetivo reflejar negociaciones y expectativas de precio a más largo plazo entre generadores y grandes consumidores finales o empresas distribuidoras y, salvo ciertas situaciones coyunturales, está destinado a traspasar un precio más estabilizado al consumidor final.

El alcance de las políticas de mercado delineadas más arriba se entiende al considerar el peso relativo de los distintos energéticos en la matriz de energía primaria del país, que incluyen o sólo la electricidad, sino todas las formas de energía que Chile demanda.

Puede apreciarse en las Figuras 1, 2 y 3 el peso relativo de los combustibles fósiles, importados casi en su totalidad por no disponerse en el país de recursos significativos de estos energéticos, lo cual hace necesario que las políticas de abastecimiento y de precio reflejen las condiciones en que estos productos se comercializan en el mundo. Asimismo, puede apreciarse que la matriz de energía primaria en Chile no es sustantivamente distinta del promedio de otros países, con la salvedad de la nula participación de la energía nuclear en nuestro caso.

FIGURA 1: MATRIZ DE ENERGÍA PRIMARIA MUNDO 2008

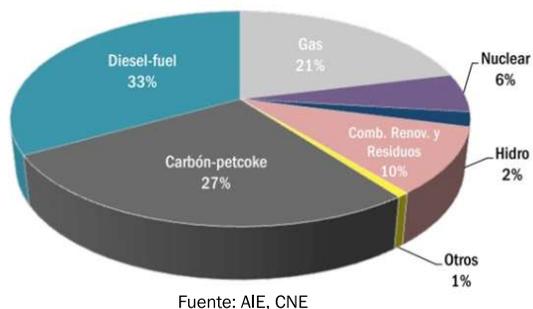


FIGURA 2: MATRIZ DE ENERGÍA PRIMARIA OECD 2009

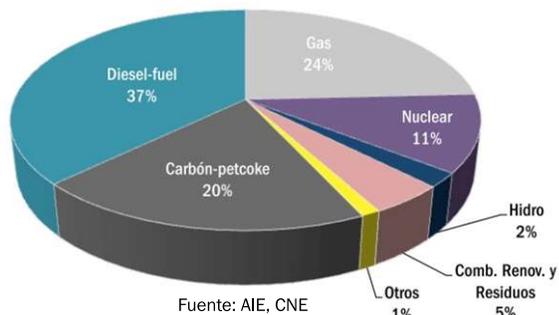
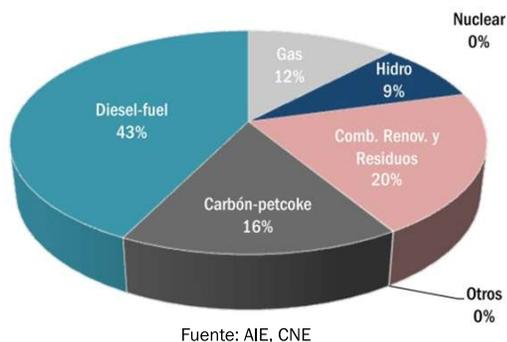
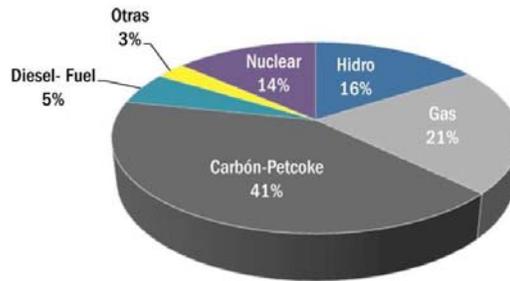


FIGURA 3: MATRIZ DE ENERGÍA PRIMARIA CHILE 2009



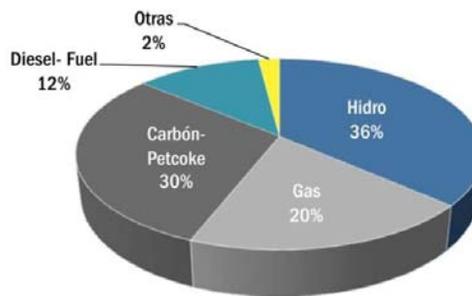
Por su parte, la matriz de energía eléctrica en Chile muestra una participación más importante de la hidroelectricidad que en el resto del mundo y, ciertamente, una nula participación de la energía nuclear.

FIGURA 4: MATRIZ DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD MUNDO 2008



Fuente: OECD, CNE

FIGURA 5: MATRIZ DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CHILE 2010



Fuente: OECD, CNE

## 2.2 Política Eléctrica Vigente

» El modelo de desarrollo del sector eléctrico chileno tiene entre sus objetivos básicos abastecer la demanda en condiciones de eficiencia económica, seguridad y sustentabilidad. Se busca alcanzar los objetivos señalados en un ambiente de subsidiaridad del Estado, en que la operación y desarrollo de la industria eléctrica es responsabilidad de los agentes privados -empresas y consumidores- y en que el rol básico del Estado es establecer las reglas del juego y regular el sector, monitorear su funcionamiento y proyectar su desarrollo con miras a cumplir con los objetivos establecidos. Dentro del rol subsidiario del Estado se incluyen aquellas acciones tendientes a que los sectores de más bajos ingresos tengan acceso a la electricidad a precio razonable, así como actuar para enfrentar problemas críticos de suministro, aliándose con el sector privado para asegurar el abastecimiento.

- Para alcanzar la eficiencia económica se busca privilegiar el desarrollo de mercados libres y competitivos en generación y comercialización, sin planificación centralizada y con una regulación de los segmentos de transmisión y distribución que pretende reflejar los costos medios de largo plazo de estas actividades, con una planificación de la expansión de la transmisión troncal en función de los emprendimientos de generación decididos o posibles. Coherente con esa búsqueda de competencia en generación y comercialización, se segmentó las actividades de generación de aquellas monopólicas de transmisión y distribución, estas últimas reguladas fuertemente por el Estado. Se introduce el concepto de acceso abierto a la transmisión, como base de la competencia entre generadores.
- Para cautelar la seguridad y calidad de servicio, atributos indispensables en el suministro de energía en las naciones modernas, se selecciona una combinación de regulaciones de comando y control y otras basadas en estímulos económicos. En el primer caso, normas de seguridad y calidad de servicio, mínimos de disponibilidad de combustible en centrales, entre otras; y en el segundo, compensaciones de generadoras a sus clientes en caso de racionamiento, así como decisiones estratégicas del Estado que implican promover determinadas obras de infraestructura. Tal ha sido el caso de la instalación de terminales de GNL o bien de acciones de ordenamiento territorial.
- Para asegurar la sustentabilidad en términos ambientales se ha optado por herramientas tales como el sistema de evaluación de impacto ambiental, la declaración de áreas protegidas, la dictación de normas de emisión para centrales termoeléctricas y el establecimiento de mecanismos para la promoción racional de aquellas energías renovables no convencionales (ERNC), que teniendo costos de desarrollo iguales o un poco superiores a los precios del mercado requieren ayuda en el proceso de comercialización, entre otras. Entre las herramientas en desarrollo o potenciales se podrían citar los mecanismos para mitigar o compensar la emisión de GEI, el establecimiento de la institucionalidad regulatoria, el conocimiento de la industria y la definición de la forma de contribución del Estado a un eventual desarrollo nuclear -si así se decidiera-, la promoción de un desarrollo adicional de las ERNC -si ello se viere conveniente-, etc. Todos estos elementos se discuten con detalle en el desarrollo de este informe.

La política establecida ha sido el resultado de un largo proceso de definiciones y cambios regulatorios que se han extendido a lo largo de casi 30 años, en el cual ha sido necesario ir

modificando el marco legal para corregir debilidades del marco original y/o ajustarse a nuevas condiciones del mercado. Se ha mantenido los conceptos básicos originales, pero ha habido importantes cambios en términos legales e institucionales y de introducción de restricciones para enfrentar imperfecciones en el mercado.

## 2.3 Grado de Cumplimiento de los Objetivos

» ¿Ha permitido la política aplicada alcanzar los objetivos que se han planteado?

A continuación se expone una síntesis del grado de cumplimiento de los objetivos indicados, de las dificultades que se han debido superar en el tiempo y de los principales problemas que se visualizan en el funcionamiento del sector. El análisis en profundidad de los problemas y de sus posibles soluciones será desarrollado en otros capítulos del Informe de esta Comisión.

### 2.3.1 Dinamismo del sector y grado de cobertura de la demanda

Previo a analizar la forma en que la demanda de electricidad ha sido abastecida en Chile a lo largo de los años, parece conveniente destacar algunas de sus características en términos de su relación con el desarrollo económico, su dinámica de crecimiento y la participación relativa de los distintos tipos de consumidores (el detalle de este análisis se presenta en el Anexo 2 del presente informe).

En el transcurso del tiempo la demanda por electricidad en el país ha ido en aumento en el tiempo, con tasas medias de crecimiento anual que han variado en las distintas décadas entre 4.5% y 8.7%. La tabla siguiente muestra las tasas medias de crecimiento del consumo de electricidad en Chile durante distintos períodos.

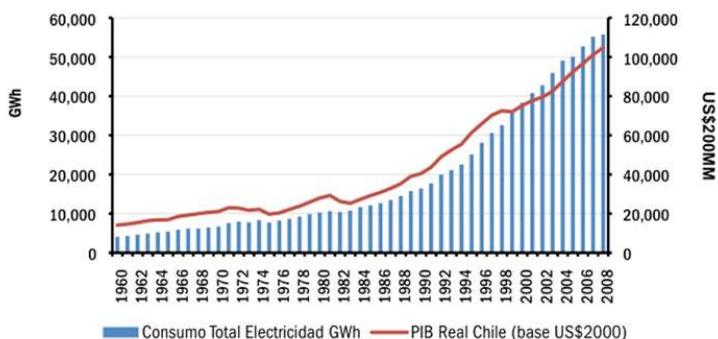
TABLA 1: TASAS DE CRECIMIENTO DE CONSUMO DE ELECTRICIDAD POR DÉCADAS

Década	Consumo por Década (GWh)		Tasa Crecimiento Consumo Eléctrico		
	Inicio década	Término década	Promedio	Máxima	Mínima
1960-69	4,107	6,454	5.2%	9.2%	0.8%
1970-79	6,719	9,864	4.5%	12.7%	-7.2%
1980-89	10,309	15,786	4.9%	8.8%	-2.1%
1990-99	16,428	36,284	8.7%	12.7%	4.1%
2000-09	38,344	56,048	4.5%	7.4%	0.5%

Fuente: Elaboración propia en base a Balances Nacionales de Energía 1960 - 2009

Como se puede apreciar en la Figura 6 existe una clara relación entre el crecimiento del país medido en términos de Producto Interno Bruto y el crecimiento de la demanda de electricidad. En términos promedio se aprecia también que la tasa de crecimiento de la demanda de electricidad es superior a la tasa de crecimiento del PIB. En el Anexo 1 se desarrolla en mayor extensión las causas del aumento en el consumo de electricidad.

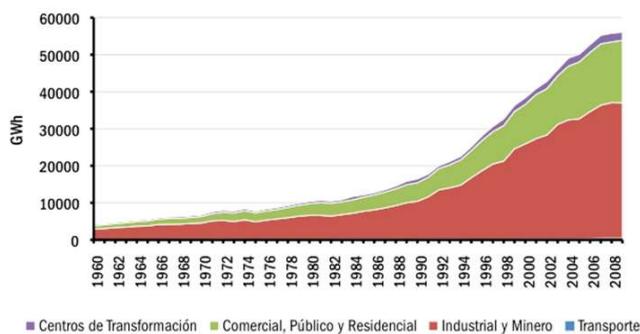
FIGURA 6: COMPARACIÓN DE DEMANDA ANUAL DE ELECTRICIDAD Y PIB



Fuente: Elaboración propia en base a Balances Nacionales de Energía y Datos Banco Mundial

La mayor demanda de electricidad proviene de los sectores industrial y minero (con aportes similares de ambos subsectores), que representaron en conjunto en 2009 el 65% del consumo, seguido por el sector denominado “Comercial, Público, Residencial”, que representa el 30%. El sector residencial por sí sólo representa aproximadamente el 20% de la demanda total de electricidad. Los centros de transformación corresponden a consumos en refinerías y plantas de gas, así como consumos propios en plantas de generación eléctricas. La información histórica de la participación de diferentes sectores al consumo de electricidad en el país se presenta en la Figura 7.

FIGURA 7: CONSUMO DE ELECTRICIDAD POR SECTOR DE LA ECONOMÍA



Se aprecia, en síntesis, el fuerte dinamismo del consumo de electricidad en el país, su estrecha correlación con el desarrollo económico y la importante participación en la demanda de los sectores industria y minería.

## A. Generación

La potencia instalada por las empresas generadoras en los sistemas SIC y SING se multiplicó por 4 entre 1990 y 2010, permitiendo abastecer un consumo de energía eléctrica en ambos sistemas que creció de 14.998GWh a 54.818GWh entre esas fechas. Este desarrollo fue logrado en su totalidad mediante inversión privada, sobre la base de la interacción de la oferta y de la demanda en base a señales de precios y compromisos de suministro mediante contratos de mediano y largo plazo, sin que el Estado haya tenido que intervenir como inversionista y operador en el mercado de generación.

En el período indicado, la potencia instalada de generación en el SIC y en el SING varió en la forma que se indica a continuación. La instalación de generación en base a motores diesel y turbinas a gas operadas con petróleo diesel en el SIC se efectuó principalmente en el período 2006-2010 y estuvo motivada por las señales de remuneración de la potencia firme y precios spot elevados, derivados de la crisis de gas argentino.

TABLA 2: POTENCIA INSTALADA DE GENERACIÓN EN EL SIC

Año	CAPACIDAD INSTALADA (MW)							CAPACIDAD INSTALADA (%)					
	Hidro	Carbón	Ciclo Combinado	TG y Motores	Co-Generación	Eólica	Total	Hidro	Carbón	Ciclo Combinado	TG y Motores	Co-Generación	Eólica
1990	2.582	539	0	188	0	0	3.309	78,0%	16,3%	0,0%	5,7%	0,0%	0,0%
2000	4.378	843	1.126	433	116	0	6.895	63,5%	12,2%	16,3%	6,3%	1,7%	0,0%
2005	5.093	843	1.525	1.026	208	0	8.694	58,6%	9,7%	17,5%	11,8%	2,4%	0,0%
2010	5.642	1.419	1.878	2.953	260	165	12.317	45,8%	11,5%	15,2%	24,0%	2,1%	1,3%

Fuente: elaboración propia

TABLA 3: POTENCIA INSTALADA DE GENERACIÓN EN EL SING

Año	Capacidad Instalada (MW)					Capacidad Instalada (%)			
	Carbón	Ciclos Combinados	Petróleo	Hidro	Total	Carbón	Ciclos Combinados	Petróleo	Hidro
1990	414	-	224	10	648	64%	0%	35%	2%
2000	1.206	1.481	341	13	3.041	40%	49%	11%	0%
2005	1.206	2.074	303	13	3.596	34%	58%	8%	0%
2010	1.216	2.074	396	13	3.699	33%	56%	11%	0%

Fuente: elaboración propia

Aun cuando el incremento de la capacidad instalada en los últimos 20 años muestra el dinamismo inversor del sector generación, se han presentado en diversas ocasiones situaciones críticas de

suministro, condicionadas por situaciones climáticas extremas, cambios regulatorios o coyunturas internacionales tales como el corte de suministro de gas de Argentina. En estas situaciones se ha vivido situaciones de estrechez, altos precios, congelamiento de las inversiones en centrales de base y en algunas oportunidades, racionamiento eléctrico. Se describe a continuación algunos episodios de crisis o que generaron riesgo en el ritmo de crecimiento de la oferta de generación:

- Atrasos en el inicio de la construcción de las centrales hidroeléctricas Pangué (500MW, puesta en servicio en 1997) y Ralco (700MW, puesta en servicio en 2004), por oposiciones ambientales y de afectación de comunidades indígenas. El fuerte respaldo del Poder Ejecutivo a ambos proyectos permitió resolver el problema planteado.
- Crisis de suministro con motivo de una sequía centenaria en los años 1998-1999, que llevó a racionamientos masivos y cambios legales que desestimularon inicialmente las inversiones en generación para abastecer empresas de distribución. Efectivamente, se buscó obligar a los suministradores de las empresas distribuidoras a abastecer a todo evento, creando riesgos inicialmente no dimensionados que llevaron a algunos generadores a evitar establecer contratos de suministro con empresas distribuidoras.
- Falta de inversión en centrales de respaldo por cambio en las regulaciones de potencia firme (inicio de los años 2000). Las modificaciones regulatorias posteriores permitieron resolver este problema.
- Cuellos de botella en determinados tramos del sistema de transmisión en la zona sur del SIC, motivados por deficiencias regulatorias que impedían remunerar adecuadamente las inversiones necesarias para levantar dichas restricciones. La *Ley Corta I* (Ley 19.940 de 2004) que introdujo normas para planificar el desarrollo del sistema troncal, regulando las tarifas por uso de sus instalaciones y de aquellas calificadas de subtransmisión, ha permitido ir superando las restricciones. No obstante se ha ido complejizando la concreción de las expansiones del sistema de transmisión, por lentitud en el procedimiento de planificación de las obras, en la obtención de la autorización ambiental, en la obtención de las servidumbres y de otros permisos necesarios, que llevan a que el sistema presente nuevos cuellos de botella y no responda al rápido crecimiento de la demanda y de centrales de generación; estos problemas son abordados en otro capítulo del informe.
- Impacto de la crisis de gas argentino y demora del mercado en adaptarse a la necesidad de invertir en nuevas tecnologías de generación de energía de base, y por

rigideces en los precios de los contratos de suministro de la época. La *Ley Corta II* (*Ley 20.018 de 2005*), al flexibilizar la forma de fijación de los precios de nudo y establecer un régimen de licitación de los nuevos contratos de suministro entre generadores y distribuidoras, permitió que se materializaran inversiones significativas en centrales termoeléctricas a carbón e hidroeléctricas y uso de GNL. Todo lo anterior ocurrió en un ambiente en que los precios de combustible se multiplicaron por 4, ocurrieron dos sequías severas (2007/2008 y 2010/2011) y creció la oposición ambiental pública a la realización de proyectos hidroeléctricos y térmicos a carbón.

- Congestión en determinados tramos del sistema troncal de transmisión en el área centro-sur del SIC, por atraso en la fecha de puesta en servicio de obras, que llevó en 2011 a las autoridades a la dictación de un decreto preventivo de racionamiento.
- Black-out en el SIC en dos oportunidades con posterioridad al terremoto del 27 de Febrero 2010, lo cual ha puesto en discusión la planificación de la capacidad del sistema de transmisión y sus protocolos de operación.

En la actualidad, las inversiones ya realizadas y en ejecución garantizan el suministro hasta el año 2015. Pero el problema de las oposiciones ambientales crecientes, la dificultad para obtener concesiones por el uso de terrenos destinado a centrales y líneas de transmisión y la complejidad de los procesos de obtención de la multiplicidad de permisos requeridos para construir centrales generadoras y líneas de transmisión, unido a un grado de cuestionamiento del marco regulatorio existente, está siendo actualmente crítico y está comprometiendo de hecho el suministro de energía en el SIC para el período posterior al año 2015/2016. En efecto, a la fecha no se ha iniciado ningún proyecto de generación de energía de base para abastecer la demanda prevista con posterioridad a los años indicados. Esta situación no se visualiza como problemática para el SING, debido a que el mayor uso de GNL en el sistema existente y la aprobación ambiental de diversas centrales a carbón en el área de Mejillones (Suez y AES Gener) evitan cualquier riesgo de desequilibrio en la oferta-demanda de ese sistema hasta el año 2020.

## ***B. Evolución de la Transmisión***

---

Es en el ámbito de la transmisión donde se ha debido introducir mayores cambios regulatorios y restricciones para enfrentar debilidades del marco original.

Un primer problema surgió por la privatización conjunta de la principal generadora y de las actividades de transmisión troncal, no habiendo previsto que esto podría llevar a condiciones de privilegio de esa generadora, en cuanto no se podía concretar un acceso abierto transparente a dicho sistema troncal, acceso considerado base de la competencia. Gracias a la intervención de los organismos defensores de la competencia, la generadora fue estimulada a enajenar las actividades de transmisión troncal, creándose una empresa transmisora independiente en el año 2000. La Ley Corta I terminó de formalizar este objetivo de independencia, al limitar la integración vertical de la transmisora con actividades de generación y distribución.

Un segundo problema surgió en el modelo original de remuneración y expansión de la transmisión, que se planteaba en un contexto de mercado, donde la interacción de los agentes generadores con el transmisor era el resultado de negociaciones entre las partes, bajo un marco conceptual de pago por uso técnico-económico de la red, con una importante componente espacial. Lo anterior dificultó una adecuada remuneración de la transmisión, implicando riesgos para el inversionista y llevó a restricciones de transporte y congestión en parte de las redes existentes. Se cambió, con la Ley Corta I, a un nuevo paradigma de una remuneración y expansión resuelta en forma centralizada, con participación de todos los agentes, incluido el Estado. Se mantuvo en esta nueva regulación los conceptos básicos de pago por uso con su componente espacial. Esa misma ley introdujo una regulación explícita de la actividad de subtransmisión, que hasta ese momento se había manejado a través de decretos tarifarios del regulador.

En el curso de estas dos décadas, la actividad de transmisión troncal y subtransmisión ha evolucionado en los dos sistemas eléctricos de acuerdo a los requerimientos de la oferta de generación y del crecimiento de la demanda, con inversiones significativas a nivel de instalaciones en 220kV y 345kV en el SING y 500kV en el SIC. Así, los kilómetros de líneas en ambos tipos pasaron de 676,8 kms. en 1990, a 5.084 kms. en 2010 en el SING. Respecto del SIC, en instalaciones en tensión de 500 y 220kV se pasó de 4.343 kms. en 2004 a 6.145 kms. en 2009. Particularmente notable ha sido el crecimiento del SING, lo que se visualiza en las tablas que se presentan a continuación, de los años 1990 y 2010

TABLA 4: LÍNEAS SISTEMA DE TRANSMISIÓN SING

Tensión (kV)	Longitud Aprox. (km)		Capacidad (MVA)	
	1990	2010	1990	2010
66	251,6	349	191	266
100		58		992
110	868,3	1.367	544	1.669
220	676,8	4.676	2.681	14.730
345	0	408	0	777
<b>Total</b>	<b>1.796,70</b>	<b>6.857</b>	<b>3.416</b>	<b>18.434</b>

Fuente: CDEC-SING

TABLA 5: LÍNEAS SISTEMA DE TRANSMISIÓN SIC

Tensión (kV)	Longitud Aprox. (km)	
	2004 (*)	2010 (**)
23		60
33		57
66	2,141	3,292
110	1,181	1,593
154	1,081	1,268
220	3,465	5,144
500	878	1,001
<b>Total</b>	<b>8,746</b>	<b>12,416</b>

Fuente: (\*) CNE, (\*\*) CDEC-SIC

Por otra parte, la Ley Corta I, según se indicara, resolvió conflictos asociados a la negociación bilateral de ampliación de obras troncales y pagos de peaje, que se venían arrastrando desde las enmiendas de la Ley Eléctrica de 1990, introduciendo un sistema de planificación centralizado pero flexible, con participación de todos los agentes del mercado y del propio Regulador. Paralelamente la enmienda de la ley introdujo cambios en la asignación de los cargos de transmisión entre generadores y consumidores, de acuerdo a su responsabilidad y participación en el uso de cada segmento de línea de transmisión, proveyendo de esta forma señales de localización importantes.

Otro aspecto destacable de la Ley Corta I, es que introdujo competitividad en el desarrollo y tarificación del sistema troncal. En efecto, las ampliaciones pueden ser realizadas y operadas por cualquier interesado que se adjudique la obra en una licitación en que se compite por el canon anual cobrado. Este esquema mantiene el atractivo para que las empresas existentes e inversionistas potenciales desarrollen nuevas obras.

A pesar de lo anterior, diversos factores han llevado a que cada vez con mayor frecuencia se estén produciendo episodios de congestión en determinados tramos del sistema de transmisión troncal. Entre ellos cabe citar a los siguientes:

Lentitud del proceso de planificación y aprobación de obras de transmisión troncales, que considera estudios complejos y laboriosos efectuados cada 4 años (Estudio de Transmisión Troncal, ETT), con participación de los agentes del sector y del regulador y con revisión anual por parte del CDEC.

- Uso en el ETT de criterios establecidos en la práctica metodológica tradicional del sector, que fueron explicitados en la ley, que tienden a la minimización del costo total de inversión y operación del sistema, lo cual tiene como consecuencia mantener relativamente ajustada las holguras del sistema frente a cambios impredecibles en la evolución de la demanda y de la localización de la oferta de generación. No obstante lo anterior, en el último ETT realizado el 2010 se incluyeron parcialmente criterios de minimización del máximo arrepentimiento (Minimax) frente a las decisiones a adoptar por distintos escenarios posibles, lo que permitió efectuar recomendaciones de ampliaciones muy significativas en 500kV del sistema troncal del SIC que permitirán tener holguras suficientes. Eventualmente, debería generalizarse el uso del criterio del Minimax en la definición del sistema troncal.
- Dificultades en la obtención de permisos ambientales y de concesiones para establecer servidumbres de paso, lo que está llevando a plazos de ejecución de los proyectos de hasta 6 años, en circunstancia que anteriormente estos plazos no excedía 3 años.

En el contexto del problema indicado, el Presidente de la República expresó en un reciente discurso la idea de desarrollar una “Supercarretera” eléctrica que facilite la integración de centrales generadoras a lo largo de los sistemas eléctricos. La discusión sobre este tema y sus diversas interpretaciones se presenta en otro capítulo del Informe de la CADE.

En otro orden de cosas, debe destacarse la dificultad creciente para establecer líneas de conexión (“transmisión adicional”) que permiten conectar proyectos de generación medianos y pequeños al sistema troncal. Estas dificultades están, por una parte, asociadas a la dificultad para obtener los permisos ambientales y servidumbres de paso a lo largo de trazados transversales al sistema troncal, cuya longitud puede variar desde algunos kilómetros a más de 100 kms. de longitud. Por otra parte se presenta la dificultad de coordinar el desarrollo de un sistema de transmisión común a varios proyectos de generación en una misma región. Los problemas mencionados están frenando fuertemente el ritmo de desarrollo posible de los recursos naturales ubicados lejos del trazado del sistema troncal, tanto de tamaño pequeño como mediano, como son la mayor parte de los recursos hidroeléctricos y geotérmicos que están ubicados en zonas de cordillera. Este tema también se aborda en otro capítulo.

### ***C. Evolución de la Distribución***

---

Las empresas distribuidoras expandieron sus redes y la cobertura de sus servicios con ventas y número total de clientes que pasó de 16.215GWh y 3.508.300 clientes en 1997 a 26.812GWh y 5.230.800 clientes en 2009. Debe destacarse la tasa de cobertura de la demanda de electricidad en sectores rurales y zonas remotas, la cual creció de 23% a 98% entre 1992 y 2010, lo que ha permitido que la cobertura eléctrica a nivel nacional haya alcanzado 96% el año 2010. La extensión de cobertura se logró gracias al régimen explícito de obligación de servicio aplicable a las empresas distribuidoras unido a que las tarifas reguladas reconocen costos reales de suministro y a programas de electrificación rural en que el Estado subsidia directamente la inversión requerida por las empresas distribuidoras de electricidad. El subsidio se determina igual a la diferencia entre el costo de distribución en áreas de baja densidad y los ingresos netos que producen tarifas establecidas para áreas de densidad “normal”.

El esquema descentralizado con el cual funciona la distribución para su desarrollo, sin planificación central, con significativa divisibilidad de las inversiones y un régimen claro y estable de obligaciones y derechos, incluido un sistema tarifario que implica un bajo riesgo para esta actividad, han permitido una adecuada satisfacción de la demanda sin congestión en sus redes y en general con una buena calidad de servicio.

Independiente de lo anterior, los procesos tarifarios de distribución han presentado diversos problemas en el tiempo, enfrentándose en mayor o menor grado el regulador con las empresas distribuidoras. Entre los temas que han estado en discusión se encuentra la tasa de costo de capital con que se regulan las tarifas, la forma de dirimir divergencias entre los estudios tarifarios del regulador y de las empresas y la reducida competencia para el suministro a los clientes libres ubicados en la zona de concesión de las distribuidoras, así como la posibilidad de introducir una mayor diferenciación de tarifas para el cliente final regulado. Si bien se ha planteado en forma reiterada el introducir cambios al esquema regulatorio, incluso el de separar la actividad de alambres de la actividad de comercialización, hasta ahora se ha mantenido el marco original.

### ***A. Generación- Comercialización mayorista***

El mercado de generación ha estado concentrado en el período en análisis con sólo tres principales actores que controlan el 75% de la capacidad instalada de generación y el 90% del mercado de contratos en el SIC; en el SING la situación es similar. Debe señalarse en todo caso que en años recientes se han incorporado pequeñas y medianas empresas de generación, por un total de unos 2000 MW y hay indicios del ingreso futuro de otros grandes inversionistas, pero sin alterar significativamente el control indicado en el mercado de contratos. Lo anterior ha llevado a algunos consumidores a cuestionar los niveles de competencia en el mercado y que no se estarían cumpliendo los supuestos de la política eléctrica vigente, aunque no ha habido denuncias concretas al respecto ni acciones ante el Tribunal de la Libre Competencia. Otro elemento que ha sido cuestionado desde que se privatizara la gran empresa estatal Endesa y se formalizara el mercado competitivo de generación, fue que, con motivo de dicha privatización, se concentrara en esta empresa los principales derechos de agua para aprovechamiento hidroeléctrico, restringiendo en forma importante una tecnología de generación al principal actor del sistema. El análisis de estos temas y en general el tema de la competitividad en el mercado de generación se aborda en otro capítulo de este informe.

Los precios libres en el mercado mayorista de contratos de suministro han sido el incentivo básico para el desarrollo del sector generación y paralelamente una señal esencial a los consumidores para determinar sus opciones y niveles de consumo de energía. En efecto, los grandes consumidores finales y los distribuidores que venden a pequeños consumidores regulados deben obtener la totalidad de sus requerimientos de energía y potencia a través de contratos de largo plazo, sin acceso al mercado spot. En el caso de las distribuidoras el proceso busca la competencia, así como también en el caso de la mayor parte de los grandes consumidores no regulados. En este esquema, los precios de contrato teóricamente deben tender a reflejar el costo de desarrollo de dicha energía. En este contexto el mercado spot, basado en los costos marginales de corto plazo (CMgCP) del sistema, constituye una señal del equilibrio oferta-demanda de muy corto plazo destinado a saldar transacciones horarias entre generadoras y no pretende proveer una señal de largo plazo para la inversión. No obstante, en condiciones de competencia, el equilibrio de largo plazo implicaría que el CMgCP tienda a reflejar también el costo de desarrollo, con las oscilaciones propias del

equilibrio oferta demanda de corto plazo. El despacho centralizado del sistema y el uso de CMgCP para el mercado spot, en lugar de un esquema de ofertas libres de despacho y precio para el corto plazo, busca evitar la eventual manipulación de los precios spot, particularmente importante en un mercado con una alta componente hidroeléctrica de embalses como es el SIC.

El análisis de los precios de contrato históricos muestra que hasta antes de la crisis del gas natural ellos se han establecido en torno a los costos de desarrollo del sistema eléctrico correspondiente, basado en aquella tecnología que podía desarrollarse en principio “sin limitación” -normalmente una tecnología termoeléctrica para generación de base. Ello refleja en términos generales eficiencia económica del sistema de precios mayorista de la electricidad y un funcionamiento razonable de la competitividad del sector, a pesar del limitado número de empresas generadoras de energía de base. Sin embargo, la situación de crisis después de los cortes de gas de Argentina y la incertidumbre resultante ex-post ha llevado a incorporar los precios spot en varios contratos de suministro a clientes libres establecidos a partir del año 2005, lo cual ha llevado que el precio medio de mercado para la totalidad de estos clientes tenga en la actualidad una componente del precio spot, con un traspaso del riesgo de los generadores al consumo.

El caso de las distribuidoras ha sido distinto, pues las licitaciones de suministro se han efectuado a precio estabilizado. En todo caso, esta misma situación de estrechez en la oferta también ha llevado a precios resultantes de algunas licitaciones de las distribuidoras con valores mayores que los de costos de desarrollo, reflejando el bajo nivel de competencia con que se desarrollaron esas licitaciones. El análisis de la competitividad en el mercado de generación se aborda ampliamente en un capítulo de este informe.

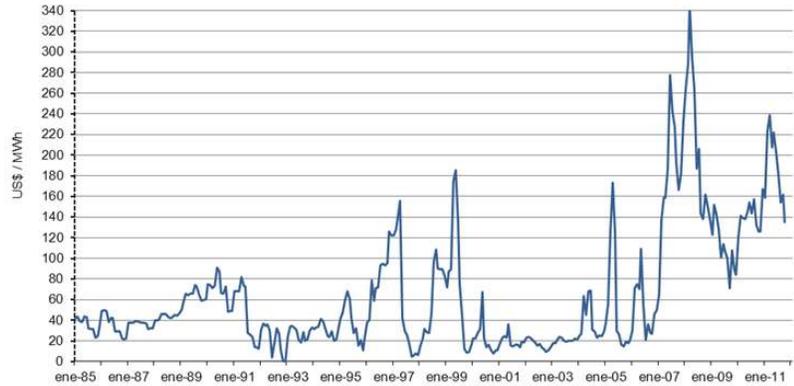
El desarrollo de unos 1.800MW en centrales de respaldo operadas con petróleo diesel, entre 2006 y 2010 y de unos 600MW en centrales hidroeléctricas medianas y pequeñas, en operación o en construcción por parte de nuevos entrantes, pareciera indicar que no existen barreras significativas de entrada al mercado para nuevos entrantes.

Existen sin embargo percepciones de riesgo en potenciales inversionistas extranjeros, en términos de acceso a contratos a consumidores libres y distribuidores, complejidad de los procesos de aprobaciones ambientales, confianza en la estabilidad de las regulaciones y experiencia en el mercado eléctrico chileno, que posiblemente se traducen en tasas exigidas de retorno más altas que las de los generadores incumbentes. Por otra parte existen

situaciones puntuales, tales como los limitados plazos para preparar ofertas en las licitaciones de las distribuidoras, dificultad para tener acceso a clientes libres conectados a las empresas distribuidoras, no disponibilidad de potencia de respaldo, etc., que pueden constituir barreras de entrada y que pueden dar ventaja a los generadores existentes.

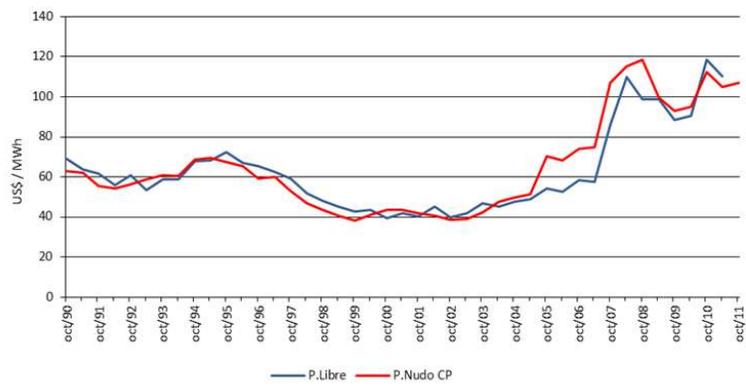
La adaptación de los precios de contrato al costo eficiente de desarrollo de los sistemas eléctricos se refleja en la evolución de los precios a lo largo de los últimos 20 años. Así, en el período 1990-1997, antes de la llegada del gas natural argentino, el precio mayorista tanto en el SING como en el SIC tendió a reflejar el costo de desarrollo de centrales a carbón. A partir de la llegada del gas natural argentino a muy bajo precio y hasta la crisis de importación de ese combustible, a mediados de los años 2000, los precios cayeron fuertemente y reflejaron los costos de desarrollo de la tecnología ciclo combinado operando con gas argentino. En los años siguientes, el corte de gas y su reemplazo por petróleo diesel a un precio diez veces superior llevó a un alza significativa de los CMgCP. Esto, unido a la incertidumbre respecto a la condición de abastecimiento del gas en el largo plazo y al consecuente desincentivo a la inversión de las empresas de generación, condujo a una paralización de las inversiones en energía de base, a la no renovación de contratos de suministro a las distribuidoras y a contratos de corto plazo con grandes consumidores industriales y mineros a precios que reflejaron los precios spot, muy elevados por estar marcados por generación diesel. Esta práctica, iniciada hacia 2005-2006, se ha ido extendiendo hasta cubrir el horizonte 2012-2013, produciendo mucho descontento entre los grandes clientes libres, muchos de los cuales la perciben como abusiva. Esta situación se tiende a normalizar con la reanudación de inversiones en energía de base a carbón e hidroeléctrica. En efecto, en el caso de los contratos de largo plazo a precio "estabilizado" (no indexado al CMgCP), los precios licitados a las empresas distribuidoras para sus clientes regulados se han establecido mayoritariamente en el entorno al costo de desarrollo de centrales a carbón y en al menos un caso en torno al costo medio de centrales operando con GNL. Sin embargo, hay situaciones de precios adjudicados más altos que los costos de desarrollo estimados en el mercado. El capítulo correspondiente del informe analiza en mayor profundidad el funcionamiento de la competencia, imperfecciones y la naturaleza de eventuales barreras de entrada.

FIGURA 8: COSTO MARGINAL SIC<sup>1</sup>



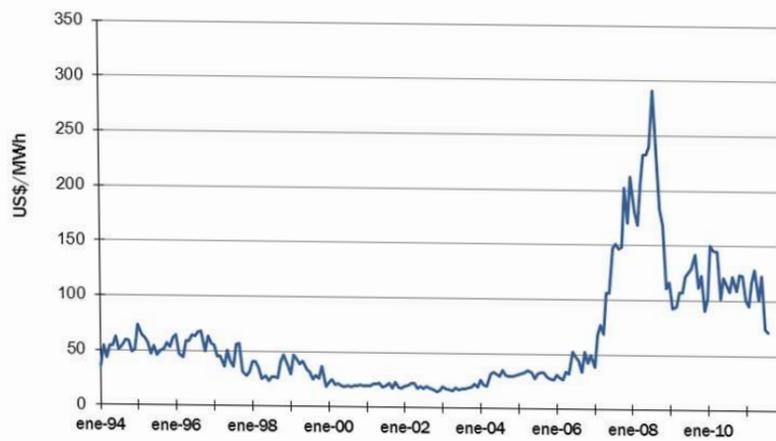
Fuente: Elaboración propia

FIGURA 9: PRECIO MONÓMICO LIBRE Y PRECIO DE NUDO DE CORTO PLAZO SIC<sup>2</sup>



Fuente: Elaboración propia

FIGURA 10: COSTO MARGINAL SING<sup>3</sup>



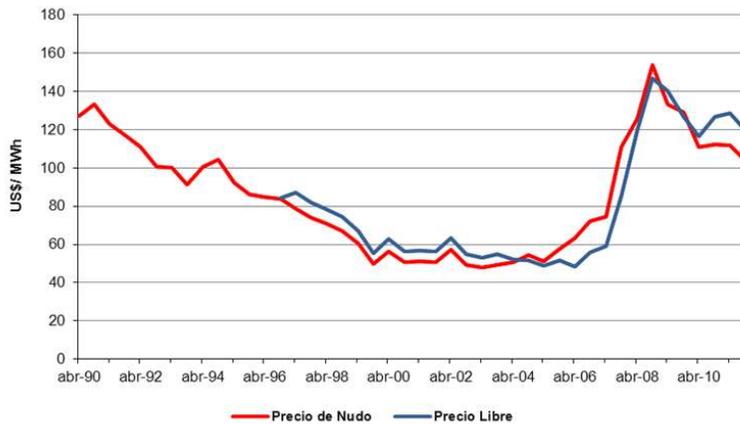
Fuente: Elaboración propia

1 Costo marginal de energía mensual Quillota 220 kV (US\$ dic-10)

2 Quillota 220 kV, factor de carga 0.75, US\$ Abr. 11

3 CMg Energía Mensual, Crucero 220 KV, US\$ Dic. 2010

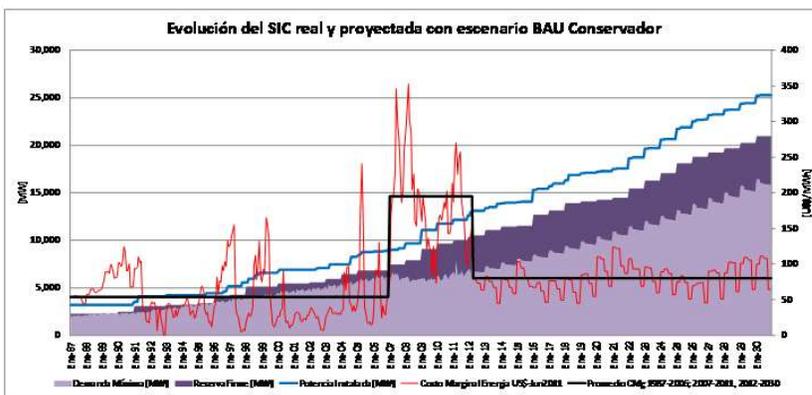
FIGURA 11: PRECIO MONÓMICO LIBRE Y PRECIO DE NUDO DE CORTO PLAZO SING<sup>4</sup>



Fuente: Elaboración propia

Se hace notar que los costos marginales de corto plazo en el SIC deberían bajar a partir del año 2012 en condiciones normales, debido a la conexión entre fines de 2011 y 2013 de 1.800MW en centrales a carbón e hidroeléctricas en construcción, así como adiciones de ERNC. En el caso del SING, la incorporación de unos 800MW en centrales a carbón y la oportunidad de comprar GNL a precios inferiores a los iniciales está iniciando un proceso de normalización de los costos marginales, tal como se puede apreciar en las figuras siguientes que muestran la evolución real y proyectada en dichos sistemas. (Ver capítulo 3 y Anexo 3).

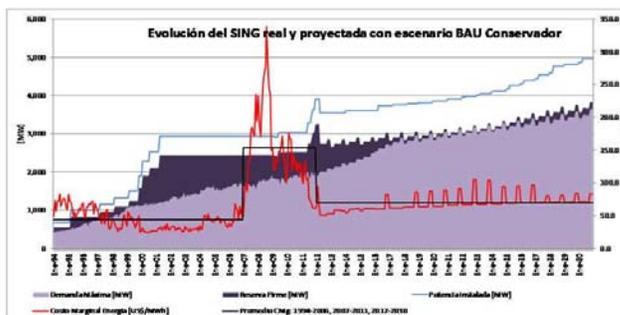
FIGURA 12: EVOLUCIÓN REAL Y PROYECTADA DEL SIC ESCENARIO BAU CONSERVADOR



Fuente: Elaboración propia, Reserva Firme estimación propia

<sup>4</sup> Crucero, Factor de carga 65%, US\$ Abril 2011

FIGURA 13: EVOLUCIÓN REAL Y PROYECTADA DEL SING ESCENARIO BAU CONSERVADOR



Fuente: Elaboración propia, Reserva Firme estimación propia

### 2.3.3 Seguridad y Calidad de Servicio

#### A. Generación-Comercialización

- Demanda de electricidad ha sido abastecida con continuidad y calidad de servicio aceptable, con la excepción de los siguientes episodios, parte de los cuales se describieran previamente.
- Racionamiento a fines del año 1998 e inicio de 1999, en que una conjunción de sequía extrema y atraso en la puesta en servicio de una gran central generadora, unido a la postergación de medidas de emergencia por parte del CDEC y del regulador, hizo necesario aplicar racionamientos de energía durante algunos meses.
- Situación de emergencia vivida en 2008, derivada del corte total de gas natural argentino, sequía severa, dificultades logísticas transitorias para la importación, almacenamiento y distribución de diesel destinado a las diversas centrales a gas, multiplicación por 5 del precio del petróleo y falla de una gran unidad generadora. Esta condición llevó a dictar un decreto preventivo de racionamiento que permitió adoptar medidas de emergencia, pero sin que fuera necesario racionar la energía.
- Situación de emergencia vivida en los primeros meses de 2011, derivada del atraso en la construcción de una ampliación de capacidad de transmisión entre la zona norte y centro de Santiago, que limitaba la energía generable en la costa y norte del SIC, agravada por la falta de agua en la Central Rapel.
- Black-out en el SIC con posterioridad al terremoto del 27 de Febrero de 2010, en marzo de ese año y luego en septiembre 2011.

En relación a la situación derivada del corte total de suministro de gas de Argentina, que llegó a representar casi 40% de nuestra matriz de energía eléctrica, debe destacarse que la crisis fue manejada mediante herramientas de mercado y de colaboración público-privada sin que fuera necesario efectuar ningún tipo de racionamiento.

No obstante lo anterior, la crisis de gas dejó en los agentes del mercado, en las autoridades, en los observadores y en el público en general una lección muy importante en términos de la necesidad de considerar los riesgos estratégicos de concentrarse en el desarrollo de una sola tecnología, cuando el suministro de elementos de esa tecnología no está suficientemente diversificado. En particular, la crisis de gas dejó de relieve: a) los riesgos de dependencia excesiva de un sólo suministrador de combustible o de energía, cuando no puede ser sustituido por otra forma de energía o bien cuando el sustituto puede tener un valor muy elevado; b) la excesiva confianza en los tratados o acuerdos internacionales que amparan contratos entre empresas privadas o estatales; c) la necesidad de que los organismos pertinentes del Estado realicen análisis ex -ante de riesgo frente a contingencias extremas y de evaluar escenarios de crisis, efectuando ejercicios de proyección del mercado a largo plazo que permitan anticiparse a tales situaciones de riesgo y generando estrategias y regulaciones que las prevengan.

Fue también en este contexto que el Estado, en su rol subsidiario, debió intervenir para colaborar al desarrollo de una nueva infraestructura energética que permitiera paliar la crisis. Efectivamente, después de la crisis del gas argentino, el Estado, a través de sus empresas Enap y Codelco, intervino para crear, junto a actores privados, terminales de regasificación de gas natural licuado, que permitieran asegurar el suministro a los consumidores domiciliarios e industriales, a las plantas termoeléctricas existentes, creando condiciones de independencia y diversificación energética.

De todo lo anterior se desprende la necesidad de diseñar herramientas jurídicas, económicas y regulaciones e incentivos para prevenir o remediar las situaciones de riesgo del tipo indicado. La forma de integrar estas herramientas en un marco de mercado y de descentralización de las decisiones por parte de agentes privados puede parecer compleja, pero es posible. Así, por ejemplo, se puede introducir el análisis de situaciones extremas de riesgo y de impacto económico en condiciones críticas en la planificación de la transmisión y las interconexiones, así como introducir exigencias a las centrales generadoras o a sus comercializadores, relacionadas con el manejo de situaciones críticas como corte de suministro de combustible principal, garantías de suministro, exigencia de quemadores duales, stocks mínimos de combustible de respaldo y otros.

En lo que se refiere a la seguridad de servicio de corto plazo, debe señalarse que han ocurrido esporádicamente episodios de black-out de corta duración en el SIC, generalmente debido a fallas en el sistema de transmisión troncal. En el SING, tales episodios, causados por la falla de unidades generadoras de gran tamaño, han sido remediados mediante la instalación de dispositivos de desconexión de carga por baja frecuencia, pero que afectan cuando operan a los grandes consumidores que deben instalarlos.

## ***B. Transmisión***

---

En el sistema troncal de transmisión del SIC están ocurriendo en la actualidad algunos episodios de congestión en tramos determinados del sistema. Estas condiciones, variables en el tiempo y según la variación de la curva de carga y la disponibilidad y generación de las centrales del sistema, persistirán en tanto no se pongan en servicio obras actualmente en construcción o ya decididas, pero que demorarán años para su puesta en servicio. El problema general que se está planteando a nivel de las dificultades crecientes para desarrollar los sistemas de transmisión fue analizado más arriba y amerita focalizarse en su solución.

Por otra parte, se han producido algunas fallas de operación en el sistema troncal que han derivado en black-out. Si bien tales situaciones han sido muy poco frecuentes, su impacto es relevante y ha llevado a re-estudiar los criterios de diseño y de operación de los sistemas de transmisión troncales.

A nivel de subtransmisión y transmisión adicional no se han producido problemas de seguridad y calidad de servicio.

## ***C. Distribución***

---

En la actividad de distribución, dejando fuera el período inmediato posterior al terremoto del 27 de Febrero de 2010, no se han producido problemas de continuidad y calidad de servicio a clientes finales, regulados o no. Debe hacerse notar que las normas de seguridad y calidad de servicio aplicable a las empresas distribuidoras contemplan compensaciones cuando el número y duración de interrupciones a un cliente excede el valor contemplado en la norma. Estas regulaciones, aplicadas a partir de fines de la década del 90, han sido eficaces para mejorar la seguridad y calidad de servicio de distribución de electricidad.

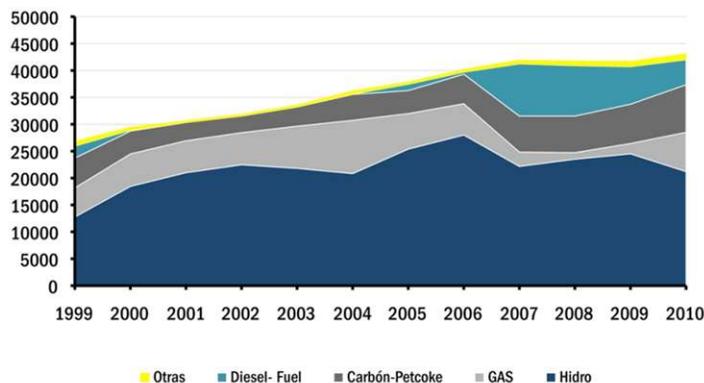
### 2.3.4 Diversidad de la Matriz de Generación y Dependencia Externa

La matriz de generación en los sistemas SIC y SING y su crecimiento ha ido reflejando los costos relativos de las distintas tecnologías y su disponibilidad en el mercado, con una evolución diferente en ambos sistemas derivada de la inexistencia de recursos hidroeléctricos en el SING.

Así, en el SIC, entre 1990 y 1997 la forma de generación predominante fue la hidroelectricidad seguida por la termoelectricidad basada en carbón, en tanto que en el período 1998-2004 las inversiones se basaron principalmente en centrales termoeléctricas operando con gas natural argentino. La crisis de gas natural argentino llevó a partir de 2006 a la instalación inicial de una importante capacidad de generación termoeléctrica en base a petróleo diesel y en años posteriores a la instalación de centrales a carbón, el desarrollo de centrales hidroeléctricas medianas y pequeñas y la sustitución de parte importante del petróleo diesel por GNL importado a partir del terminal de Quintero.

En el SING, entre 1990 y 1997, la matriz de generación correspondió en su mayor parte a generación termoeléctrica a carbón complementada en una pequeña proporción por generación a petróleo, principalmente como respaldo. A partir de la entrada de gas natural argentino en 1997, la matriz de generación pasó a ser mayoritariamente basada en ese combustible, alcanzando un 58% del total. La crisis de gas argentino a partir de 2004-2005 llevó a un cambio radical en la matriz, volviendo a ser mayoritaria la generación a carbón complementada por el uso de petróleo diesel como reemplazo del gas natural argentino. A partir de 2010, la entrada en operación del terminal de GNL de Mejillones ha reemplazado una fracción significativa de petróleo diesel y la instalación de nuevas centrales a carbón está llevando nuevamente a que éste sea el medio predominante de generación de electricidad en el sistema.

FIGURA 14: GENERACIÓN ELÉCTRICA SIC (GWH)



Fuente: CNE

FIGURA 15: GENERACIÓN ELÉCTRICA SING (GWH)

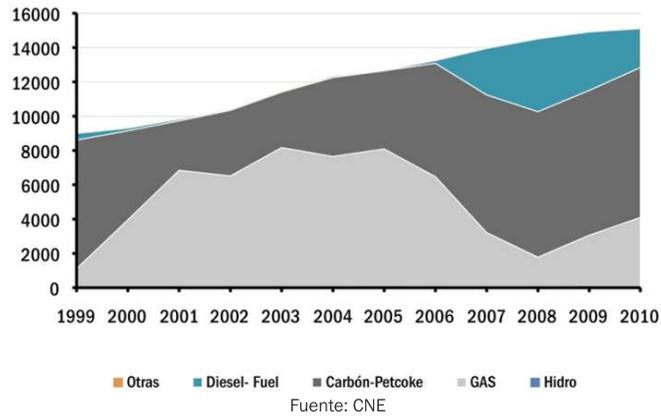
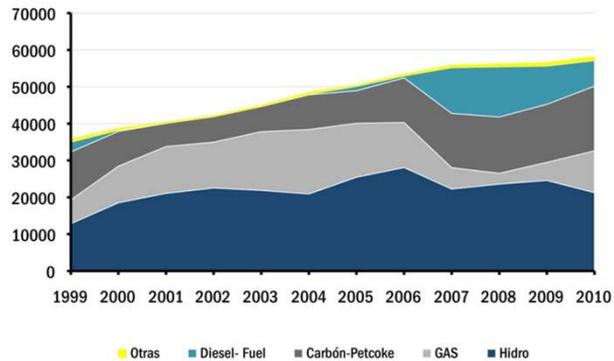


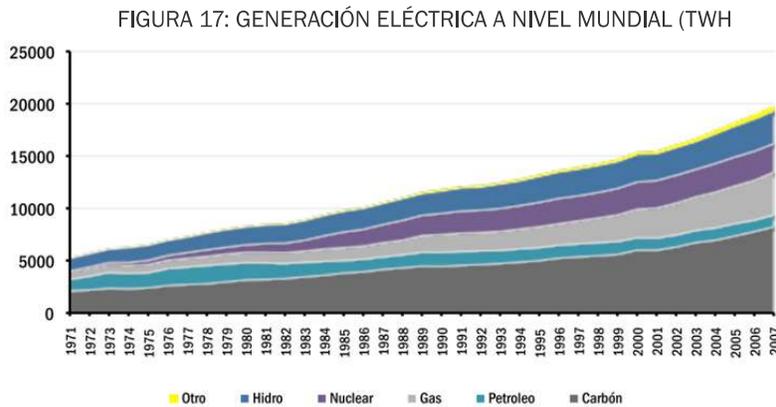
FIGURA 16: GENERACIÓN ELÉCTRICA SIC +SING (GWH)



Cabe destacar que la matriz de generación, salvo en los años finales de importación de gas argentino, en que este combustible cobró una importancia excesiva sobre todo al provenir de un sólo importador, refleja una diversidad de fuentes, con predominio actual de hidroelectricidad, carbón, GNL y diesel; este último circunstancialmente como sustituto del gas natural en tanto se instalan u operan centrales de base hidroeléctricas, a carbón o GNL. La participación de la biomasa como venta al servicio público es menor, aunque debe destacarse que como autoproducción de electricidad, la biomasa representa cerca del 10% de la generación total de servicio público del SIC. La ERNC representa actualmente una proporción menor de la matriz eléctrica, está creciendo y llegará a 10% -bajo las reglas actuales- en el año 2024.

A pesar de su dependencia en combustibles fósiles como carbón, GNL y petróleo, la matriz eléctrica de Chile, en términos de su diversificación y de la participación de energías renovables, se compara favorablemente con la matriz promedio de los países de la OCDE y del mundo. Ello no implica que no deban realizarse esfuerzos para diversificar aún más la matriz, principalmente

para bajar el riesgo de suministro y la exposición a los precios internacionales de los combustibles. Dada la dificultad para evaluar los beneficios asociados a tales reducciones, la mejor estrategia parecería ser evaluar los costos crecientes de forzar una diversificación adicional. La disponibilidad de recursos naturales económicos en el país forma parte de la ecuación a establecer.



### 2.3.5 Sustentabilidad Ambiental

El marco institucional y regulatorio para la aprobación o denegación de permisos ambientales ha evolucionado buscando profundización, precisión y objetividad en los pronunciamientos respectivos. Pero diversos factores han ido llevando a una pérdida creciente de credibilidad en la institucionalidad ambiental y a una oposición pública cada vez más generalizada al desarrollo de proyectos de generación y líneas de transmisión.

Entre estos factores se pueden citar: la percepción de que las autoridades de Gobierno, a nivel local y regional, que participan en las decisiones correspondientes tienen objetivos conflictivos entre protección ambiental y desarrollo económico regional y nacional, privilegiando este último, la mayor sensibilidad pública respecto a la protección ambiental, la evidencia de situaciones de daño ambiental grave en algunas áreas, la acción de organizaciones ambientalistas y de grupos de presión que buscan impulsar determinadas tecnologías, el desconocimiento público acerca de las crecientes necesidades de energía para alcanzar niveles de desarrollo sostenibles y los trade-off entre conservación y costos a consumidor final subyacentes en el desarrollo energético. A lo anterior se suma que la preocupación creciente sobre los efectos del cambio climático a nivel mundial y nacional no parece, a juicio de muchos, estar reflejado en las evaluaciones ambientales y en las evaluaciones económicas asociadas a decisiones de desarrollo de largo plazo de los inversionistas del sector. Un análisis de la institucionalidad ambiental en relación a los proyectos de generación y transmisión eléctrica se presenta en otro capítulo de este informe



## 3. Escenarios para la Matriz Eléctrica Futura

### 3.1 Introducción

» Uno de los encargos principales que recibió esta Comisión fue el dar una mirada de largo plazo a la matriz de energía eléctrica futura del país. Esta mirada permitiría determinar las tendencias de distintas formas de energía en el abastecimiento eléctrico futuro, así como poder apreciar el efecto que tendrían determinadas políticas que se quisieran implementar, especialmente en temas tales como el de la promoción de energías renovables no convencionales (ERNC) y la limitación de tecnologías de generación que emiten CO<sub>2</sub>.

A los efectos de obtener esta visión de largo plazo, la Comisión realizó un ejercicio de planificación con la ayuda de un modelo, que permite evaluar el efecto que tiene en el costo de abastecimiento de la demanda eléctrica la incorporación de centrales generadoras de diversas tecnologías. Se tuvo en cuenta las características propias de oferta y demanda de energía de los sistemas eléctricos SIC y SING, las que condicionan las alternativas de desarrollo. Estas alternativas de desarrollo están sujetas a un conjunto de incertidumbres, tales como: el potencial de recursos, el crecimiento de la demanda, los costos de las tecnologías, las tasas anuales de penetración por tecnología en el caso de tecnologías de ERNC y la evolución de los costos de combustibles, entre otros. Lo anterior no permite un análisis directo, simple y determinístico de la matriz energética futura.

Con la ayuda del modelo se realizó el estudio de diversos programas de incorporación de centrales generadoras a largo plazo, bajo diferentes escenarios de crecimiento de la demanda, recursos, tecnologías, costos e instrumentos de políticas públicas. Estos escenarios no pretenden planificar una matriz de generación, sino que buscan explorar las diversas formas en que se puede desarrollar el sistema eléctrico nacional teniendo como base la búsqueda del menor costo global de suministro respetando los criterios de expansión y políticas. De esta forma se determinaron los efectos para la sociedad en su conjunto, de la aplicación de diferentes instrumentos para fomentar una determinada matriz energética, a través de indicadores que reflejan costos de inversión, costos de operación, impactos ambientales y la seguridad de suministro del sistema. Consecuentemente, a través del estudio de casos

presentado en esta sección, es factible estimar el valor de los distintos indicadores seleccionados. El contraste de estos resultados permite orientar una discusión sobre el desarrollo de la matriz energética y entregar un sustento adecuado a posibles recomendaciones y propuestas en los temas que se le ha pedido analizar a esta Comisión.

En esta sección se presenta la metodología y se entregan las principales conclusiones y recomendaciones del análisis de la matriz de energía eléctrica futura. En el Anexo 3 de este informe se presenta en detalle el estudio realizado.

## 3.2 Descripción de la Metodología

### 3.2.1 Proyección de demanda Futura: Consideraciones Iniciales

» De manera resumida en el Capítulo 2 y en detalle en el Anexo 2 se presentó un análisis de la evolución histórica del consumo de electricidad en Chile. De este diagnóstico se desprende que los principales sectores que consumen electricidad en el país son los sectores industrial y minero con más de un 60% del consumo total seguido por los sectores comercial y residencial con aproximadamente un 30% del consumo. También se destacan en este análisis que una de las principales razones que explican el constante aumento en el consumo de electricidad sería el desarrollo económico del país.

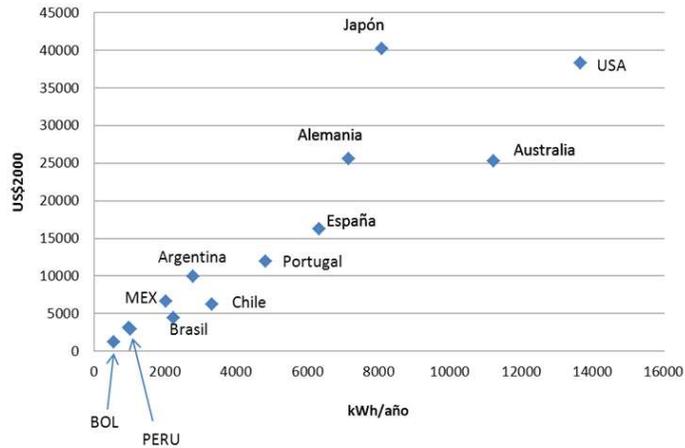
Para analizar los posibles escenarios futuros de consumo de electricidad resulta interesante realizar una comparación con otras economías del mundo. Así se podría entender si este consumo es alto o no en relación con el nivel económico que ha alcanzado el país. Para realizar dicho análisis, se utilizan datos del Banco Mundial en relación al consumo de electricidad per cápita, y al PIB per cápita. Este último es a valores constantes del año 2000 en dólares. Tal como se puede apreciar en la siguiente figura, a nivel global, países con mayores ingresos per cápita tienen un consumo superior de electricidad al caso de Chile. Sin embargo, la comparación de los niveles de consumo eléctrico entre estas regiones indica que hacia el futuro existen distintos posibles caminos que pueda seguir el país.

La Figura 18 muestra por ejemplo la situación de regiones más eficientes, como los casos de Alemania, California y Japón, y aquellos que son menos eficientes, tales como Australia y Estados

Unidos. A nivel de economías con ingresos similares, Chile consumía al año 2008 de acuerdo a los datos del Banco Mundial niveles levemente superiores de electricidad que países como México o Argentina. Esto podría deberse a un menor nivel de electrificación de la economía en estos países que poseen mayores recursos de combustibles fósiles que el caso de Chile.

FIGURA18. RELACIÓN PIB PER CÁPITA Y CONSUMO ELECTRICIDAD PER CÁPITA

AL AÑO 2008



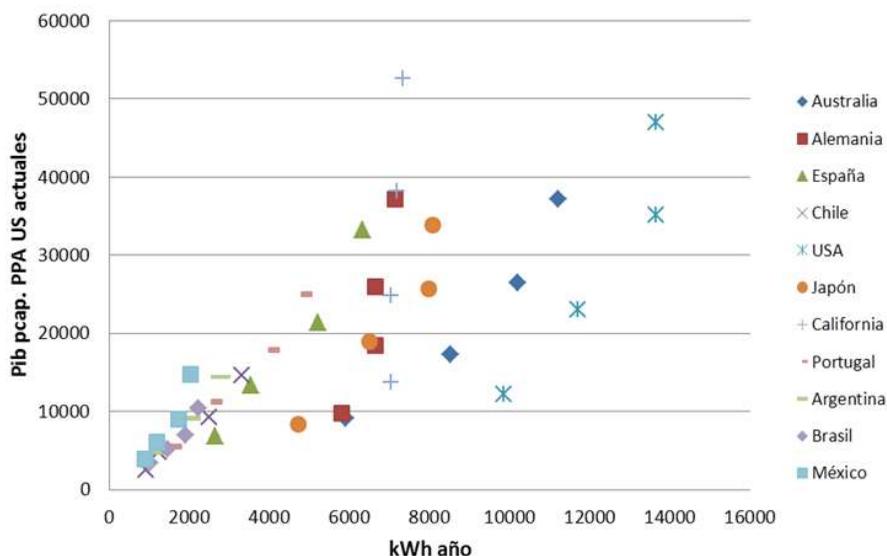
Fuente: Banco Mundial

Es interesante también conocer como ha sido la evolución histórica de ciertos países en la relación PIB per cápita- consumo de electricidad per cápita. Para revisar esto, se seleccionan los años 1971, 1980, 1990, 2000 y 2008. Se consideran en el análisis una serie de países tanto desarrollados como no desarrollados. En el caso de los países o regiones desarrolladas se incluyen también casos que muestran ejemplos de economías eficientes y no eficientes en el uso de electricidad.

La Figura 19 muestra diferentes realidades con respecto a la evolución de la relación consumo per cápita y PIB per cápita. En casi todos los casos inicialmente la relación es lineal, implicando que un aumento en el producto está asociado con un aumento en el consumo de electricidad. En algunos casos (Japón, USA) la tendencia se revierte en la última década con una estabilización de la demanda de electricidad. Esta estabilización sucede antes en el caso de Alemania (década de 90s) y en el caso de California (década de 80s). La experiencia de California es un caso paradigmático, ya que a diferencia del promedio de Estados Unidos, ha mantenido prácticamente constante el consumo de electricidad per cápita. La diferencia entre el Estado y el resto de USA se debe en parte importante a políticas de eficiencia energética que se han implementado desde ya más de tres décadas. Mayores detalles con respecto a la experiencia

de California se presentan en [1]. El último grupo lo representan los casos de España y Australia que aún no aparecen lograr esta estabilización en el consumo de electricidad, pero que también han empezado a desacelerar el crecimiento en el consumo de electricidad.

FIGURA 19. EVOLUCIÓN EN LA RELACIÓN PIB PER CÁPITA- CONSUMO DE ELECTRICIDAD PER CÁPITA 1980 -2008



Fuente: Elaboración propia en base a Banco Mundial y Comisión Energética de California.

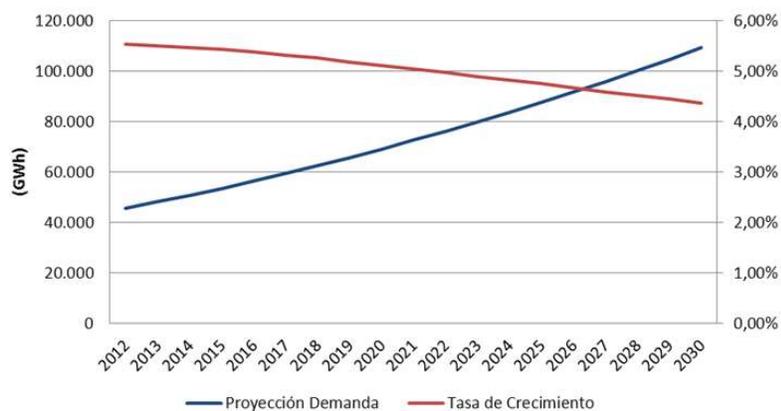
Se desprende de este análisis que difícilmente se pueda lograr un aumento en el desarrollo económico del país sin que esto implique un aumento en el consumo de electricidad. Ninguna de las regiones analizadas estabilizó su consumo de electricidad a niveles bajo los 6,000 kWh/cápita siendo que Chile tiene un consumo bordeando los 4,000 kWh/cápita. Un aumento en el desarrollo económico asociado a una mayor producción también trae consigo un aumento en el poder adquisitivo de la población lo que complementado con un proceso de sustitución de combustibles por electricidad (proceso de electrificación) implican un aumento en la demanda.

Sin perjuicio de lo anterior, se deben realizar todos los esfuerzos posibles para lograr un desarrollo lo más eficiente posible. De los resultados presentados con anterioridad queda en evidencia que países o regiones logran diferentes grados de reducción en demanda lo que se asocia fuertemente a políticas de eficiencia energética como es el caso de California. Para lograr este tipo de eficiencia se proponen una serie de medidas en una sección especialmente dedicada a este tema en un capítulo posterior. En la siguiente sección se describe el escenario de demanda utilizado en este trabajo que contempla la posibilidad de incorporar estas medidas de eficiencia energética.

### 3.2.2 Proyección de Demanda Futura: Escenario Considerado

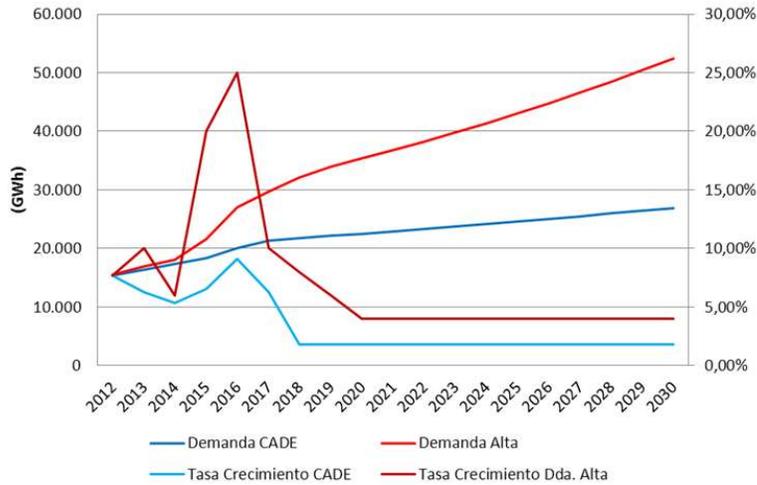
Atendiendo al análisis realizado, se considera una proyección de demanda para el SIC que se obtiene con un ajuste suave del consumo de los dos primeros años y el consumo del año 2030. El consumo de los dos primeros años corresponde al consumo de la proyección CNE utilizada en la fijación de precios de nudo octubre 2011. El consumo del año 2030 es obtenido con el consumo de electricidad promedio 2008 de países con el mismo PIB per cápita que tendrá Chile al año 2030, considerando un crecimiento del PIB de 5% anual. En la figura siguiente se presentan los crecimientos resultantes para esta proyección de demanda, y las correspondientes tasas anuales de crecimiento del consumo, que presentan un desacople decreciente en su tasa, correspondiente con el mayor nivel de desarrollo.

FIGURA 20: PROYECCIÓN DE DEMANDA Y TASA DE CRECIMIENTO - SIC



En el caso del SING se consideran dos proyecciones de demanda (CADE y Demanda Alta). La proyección CADE corresponde a la proyección de consumo CNE hasta el año 2017 y crecimiento constante de 2018 a 2030. El crecimiento constante resulta de interpolar linealmente entre el consumo del año 2017 y el consumo del año 2030. El consumo del año 2030 se obtuvo con el crecimiento histórico de clientes regulados (5,23%) y la tasa de incremento anual histórica de potencia de los clientes libres, ambos conceptos aplicados al consumo del año 2011. En el caso de la demanda alta, el escenario es construido utilizando proyecciones de la empresa CODELCO. En ambos casos, las tasas de crecimiento presentadas son congruentes con las estimaciones de consumo al año 2030. En la Figura 21 se presentan ambas proyecciones. En los anexos 2 y 3 se profundiza en los temas de estimación de demanda.

FIGURA 21: PROYECCIONES DE CONSUMO EN EL SING



### 3.2.3 Definición de Casos de Estudios

El enfoque general planteado para el estudio de casos futuros de la matriz energética combinó escenarios posibles de elementos relevantes e instrumentos de políticas públicas que se han estado discutiendo en los últimos años. En la definición de escenarios se parte de un escenario base que se define usando el concepto de BAU (del inglés Business As Usual), que busca representar el desarrollo eléctrico según la política vigente para el horizonte de análisis 2012-2030. Luego, este escenario BAU se combina con diferentes tipos de instrumentos orientados a la promoción de las ERNC, restricción a la emisión de CO2 o restricción en el uso de algún tipo de tecnología, en particular como por ejemplo la energía nuclear o hidroeléctrica en el sur del país ERNC.

El escenario BAU considera que las exigencias de incorporación de ERNC se realizan con la actual Ley 20.257, la cual dispone que al año 2024 se incorpore un 10% de ERNC en la matriz de energía eléctrica. En función de los análisis de esta Comisión, se han definido dos posibles escenarios BAU, los que se diferencian por las expectativas de tasas de desarrollo anual de proyectos ERNC, los que a su vez se sustentan en potenciales y características del recurso recopilado desde diversas fuentes nacionales y del ritmo al cual estas tecnologías pueden ser desplegadas por limitaciones de la velocidad de desarrollo de los proyectos y de la capacidad empresarial para emprenderlos. En este sentido, se distingue un escenario conservador y otro optimista de tasas de penetración anual de las ERNC. A modo de ejemplo, a partir del año 2021, el escenario conservador contempla un máximo de 100MW anuales de integración de geotermia, mientras que el escenario optimista define 135MW como máximo por año de esta tecnología.

Por otra parte, se analizaron dos políticas de ERNC: una correspondiente a la implementación de un 20/20 con el esquema de la Ley 20.257, que implicaría que al año 2020 se alcance un 20% de ERNC (Escenario TC2020), y otra correspondiente a implementar un 20/20 tomando en cuenta cuotas por tecnología, con el siguiente detalle: 20% solar, 30% eólica y el resto optimizado según costo (Escenario TCCuotas). En todos los escenarios se respeta la disponibilidad total de recursos energéticos ERNC por tipo de tecnología de acuerdo a la mejor información que se tiene con respecto a la disponibilidad de estos recursos y que se presenta en el Anexo 4.

En relación con una política de limitación de emisiones de CO<sub>2</sub> en la generación eléctrica, tanto para el SING como para el SIC, se analizó un escenario con impuesto a las emisiones a todo el parque de generación térmica por un monto de 20 dólares por tonelada de CO<sub>2</sub>. (Escenario TCImpCO<sub>2</sub>).

Con relación a la demanda proyectada, para el caso del SING, se analizan dos escenarios, uno base y otro de demanda alta.

Además se analizó el efecto que tendría un escenario en que el factor de planta de los parques eólicos se reduce un 10% en el caso del SING.

Buscando representar las posibilidades de desarrollo de tecnologías específicas en el SIC, se exploran los siguientes escenarios:

- Sin considerar el desarrollo de las centrales hidráulicas en la zona de Aysén (TCSinCA).
- Sin considerar el desarrollo de las centrales hidráulicas en la zona de Aysén ni tampoco el desarrollo de centrales nucleares (TCSinCASinNuc).
- Sin considerar el desarrollo de las centrales hidráulicas de la zona de Aysén, ni generación nuclear, pero considerando el esquema 20/20 para la incorporación de ERNC (TCSinCANuc2020).
- Sin considerar el desarrollo de grandes proyectos hidroeléctricos con potencia superior o igual a 250MW (TCSinHG).
- Sin considerar el desarrollo de grandes proyectos hidroeléctricos ni tampoco generación térmica adicional a base de carbón (TCSinHGSinCar).
- Sin considerar el desarrollo de grandes proyectos hidroeléctricos ni tampoco generación térmica adicional a base de carbón ni tampoco generación nuclear (TCSinHGCarNuc).

Por último, se analiza el efecto que tendría el atraso observado en la puesta en marcha de los proyectos de generación del SIC. Para ello se consideró el atraso en un año en la puesta en servicio de las centrales, en construcción y de los proyectos que el modelo escoge, respecto del resultado obtenido en el respectivo caso sin retraso(TCRetraso).

### 3.2.4 Indicadores de Desarrollo

Los resultados de los planes de expansión obtenidos se resumen en tablas, gráficos e indicadores que presentan el cronograma de expansión de capacidad instalada y la generación por año y tecnología, la composición de la matriz energética para los años 2020 y 2030, la evolución de la entrada de ERNC, las toneladas de CO2 emitidos cada año por cantidad de energía generada, el costo marginal esperado de energía y la rentabilidad asociada a cada tecnología. Además, para cada escenario, se calculan otros indicadores tales como el costo total actualizados de inversión, operación y falla de la matriz de generación, el precio monómico de la energía, el costo medio unitario de la energía y el margen de reserva de capacidad de generación.

### 3.2.5 Bases del Estudio

Las bases generales adoptadas para el estudio de expansión la matriz de generación fueron las siguientes:

- Horizonte de evaluación del 2012 al 2030.
- Representación de embalses y series hidráulicas, con cinco condiciones hidrológicas por año.
- Demanda modelada en 7 bloques por día típico por trimestre.
- Tecnología eólica, hidráulica de pasada, mini hidráulica y solar modelada con perfiles de generación que caracterizan aportes por bloque de demanda trimestre e hidrológica.
- Restricciones de tasas de entrada máxima por tecnología.
- Restricciones de presencia mínima de generación ERNC. Criterios Ley 20.257, 2020 y Cuotas.

- Impuesto a las emisiones de CO2: se modela como un costo en la función objetivo por cada ton de CO2 emitido.
- Proyectos específicos modelados con tamaño fijo. Proyectos tecnológicos modelados con tamaño variable.

### 3.3 Resultados del Estudio de Casos

En esta sección se resumen los resultados obtenidos en el conjunto de casos estudiados. Las tablas entregan una visión comparativa de los resultados, tomando como referencia los casos BAU establecidos. Asimismo, la comparación se realiza a partir de los indicadores definidos.

#### 3.3.1 Casos Bau Sic

En primer lugar se presentan las tablas de comparación entre los dos casos BAU (Conservador - BAUC y Optimista - BAUO) desarrollados para el SIC. La tabla siguiente muestra la potencia instalada por tecnología entre los años 2012 y 2030, ambos inclusive.

TABLA 6: POTENCIA INSTALADA POR TECNOLOGÍA CASOS BAU SIC

TABLA DE POTENCIA INSTALADA POR TECNOLOGIA CASOS BAU											
P. Instalada [MW]	Biomasa	Carbón	Eólica	Geotermla	GNL	Hidro	MiniHidro	Diesel	Fuel Oil	Nuclear	Solar
BAUC	467	1469	199	1380	0	7120	1738	0	0	0	0
BAUO	534	949	199	1865	0	7120	1786	0	0	0	0

Nota: ver nomenclatura en anexos.

En las tablas siguientes se presentan los indicadores relevantes y la tasa de entrada de las ERNC. Se observa que la diferencia de costo total esperada entre ambos BAU es de 98 millones de USD como valor actualizado. Asimismo, ambos niveles de reserva son similares, de lo que se puede inferir que el nivel de confiabilidad también resultaría similar. El caso BAUO tiene un costo medioinferior en 0,3% y un menor precio monómico de 4,2%.

En relación a la penetración ERNC se muestra que en ambos casos se logra una penetración del 10% en torno al año 2018, mientras que el 20% se alcanzaría en los

años 2027-2028 para el caso BAUC y 2023-2024 para el caso BAUO. Para el año 2020 se tendría una penetración entre 12,1% y 14,7% para los casos BAUC y BAUO, respectivamente.

En relación a las emisiones, se aprecia una disminución de un 5,1% en el escenario BAUO.

TABLA 7: COMPARACIÓN DE INDICADORES CASOS BAU SING

TABLA DE INDICADORES BAU					
		BAUC	BAUO	Dif. Absoluta	Dif. Porcentual
Costo Operativo	Millones US\$	7.573	7.213	-361	-4,8%
Costo ENS	Millones US\$	0	0	0	-
Costo Inversión	Millones US\$	10.926	11.189	263	2,4%
Costo Total	Millones US\$	18.499	18.401	-98	-0,5%
Precio monómico	US\$/MWh	85,2	81,7		-4,2%
Costo Medio	US\$/MWh	69,7	69,5		-0,3%
Ingreso P.Firme	Millones US\$	2.373	2.396	23	1,0%
Reserva Potencia Bruta	%	71,4	72,1		1,0%
Reserva Potencia Firme	%	39,0	39,6		1,5%
Impuesto CO2	Millones US\$	0	0	0	-
Emisiones CO2	Ton	16.276	15.140	-1.136	-7,0%
Emisiones CO2	Ton/MWh	0,22	0,21		-5,1%

TABLA 8: TASA DE ENTRADA DE ERNC CASOS BAU SING

TASA ENTRADA ERNC BAU		
Año	BAUC	BAUO
2012	4,1%	4,1%
2013	4,3%	4,3%
2014	5,6%	5,6%
2015	6,4%	6,4%
2016	7,3%	7,2%
2017	8,5%	8,3%
2018	9,6%	10,1%
2019	10,7%	12,0%
2020	12,1%	14,7%
2021	13,7%	16,8%
2022	15,0%	18,2%
2023	16,1%	19,3%
2024	17,0%	20,1%
2025	17,4%	20,6%
2026	18,1%	21,5%
2027	19,5%	22,4%
2028	20,8%	23,9%
2029	21,6%	25,2%
2030	22,4%	26,6%

Respecto del mix tecnológico, resumidos en las siguientes tablas, en ambos casos, se produce una sustitución entre geotermia y carbón, la que en el caso BAUC no se encuentra disponible por los límites considerados en la tasa de penetración.

TABLA 9: CRONOGRAMA DE EXPANSIÓN CASO BAUC SIC

CRONOGRAMA DE EXPANSION POR TECNOLOGIA CASO BAUC													
Año	Biomasa	Carbón	Eólica	Geotermia	GNL	Hidro	MiniHidro	Diesel	FuelOil	Nuclear	Solar	Incremento	Acumulado
2012	0	0	99	0	0	90	13	0	0	0	0	202	202
2013	0	242	100	0	0	356	0	0	0	0	0	698	900
2014	10	0	0	40	0	0	60	0	0	0	0	110	1010
2015	10	0	0	40	0	0	60	0	0	0	0	110	1120
2016	15	700	0	60	0	525	90	0	0	0	0	1390	2510
2017	15	0	0	60	0	357	90	0	0	0	0	522	3032
2018	23	0	0	60	0	762	90	0	0	0	0	935	3966
2019	23	0	0	60	0	30	90	0	0	0	0	203	4169
2020	34	0	0	60	0	0	120	0	0	0	0	214	4383
2021	34	0	0	100	0	0	120	0	0	0	0	254	4636
2022	34	0	0	100	0	910	120	0	0	0	0	1164	5800
2023	34	0	0	100	0	750	120	0	0	0	0	1004	6804
2024	34	0	0	100	0	710	84	0	0	0	0	928	7732
2025	34	0	0	100	0	1020	80	0	0	0	0	1234	8966
2026	34	0	0	100	0	610	120	0	0	0	0	864	9830
2027	34	0	0	100	0	250	120	0	0	0	0	504	10334
2028	34	0	0	100	0	250	120	0	0	0	0	504	10837
2029	34	167	0	100	0	250	120	0	0	0	0	671	11509
2030	34	360	0	100	0	250	120	0	0	0	0	864	12372
Total	467	1469	199	1380	0	7120	1738	0	0	0	0	12372	12372
TIR	0	0	0	0	-	0	0	-	-	-	-	-	-

TABLA 10: CRONOGRAMA DE EXPANSIÓN CASO BAUC SIC

CRONOGRAMA DE EXPANSION POR TECNOLOGIA CASO BAUC													
Año	Biomasa	Carbón	Eólica	Geotermia	GNL	Hidro	MiniHidro	Diesel	FuelOil	Nuclear	Solar	Incremento	Acumulado
2012	0	0	99	0	0	90	13	0	0	0	0	202	202
2013	0	242	100	0	0	356	0	0	0	0	0	698	900
2014	10	0	0	40	0	0	60	0	0	0	0	110	1010
2015	10	0	0	40	0	0	60	0	0	0	0	110	1120
2016	15	700	0	60	0	525	60	0	0	0	0	1360	2480
2017	15	0	0	60	0	321	68	0	0	0	0	464	2944
2018	23	0	0	90	0	762	135	0	0	0	0	1010	3954
2019	23	0	0	90	0	30	135	0	0	0	0	278	4231
2020	34	0	0	135	0	0	203	0	0	0	0	371	4602
2021	34	0	0	135	0	0	135	0	0	0	0	304	4906
2022	34	0	0	135	0	910	68	0	0	0	0	1146	6052
2023	34	0	0	135	0	750	39	0	0	0	0	958	7010
2024	34	0	0	135	0	710	0	0	0	0	0	879	7889
2025	34	0	0	135	0	1020	68	0	0	0	0	1256	9145
2026	34	0	0	135	0	610	68	0	0	0	0	846	9992
2027	34	0	0	135	0	250	68	0	0	0	0	486	10478
2028	34	0	0	135	0	250	203	0	0	0	0	621	11099
2029	34	0	0	135	0	286	203	0	0	0	0	657	11757
2030	101	7	0	135	0	250	203	0	0	0	0	696	12453
Total	534	949	199	1865	0	7120	1786	0	0	0	0	12453	12453
TIR	31,7%	6,1%	1,2%	15,5%	-	14,5%	12,6%	-	-	-	-	-	-

Se puede concluir que las tecnologías de expansión competitivas para el país son la generación hidroeléctrica mayor (en ambos casos se instalan 7.120 MW), seguida de la geotermia, biomasa de bajo costo y de las hidroeléctricas de pequeña escala.

FIGURA 22: OFERTA, CAPACIDAD, COSTO MARGINAL Y RESERVA CASO BAUC

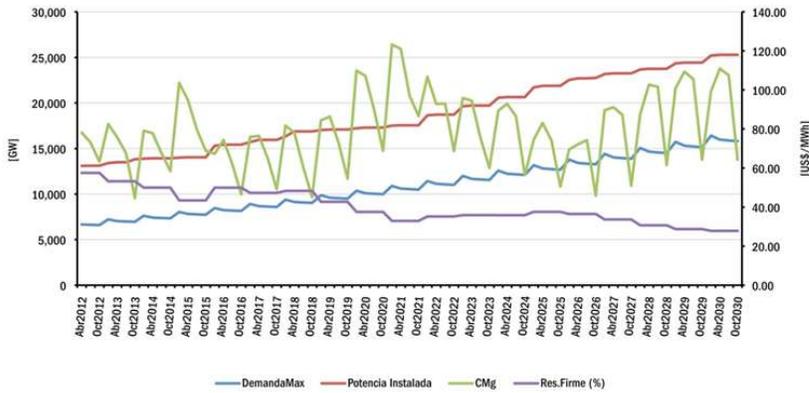
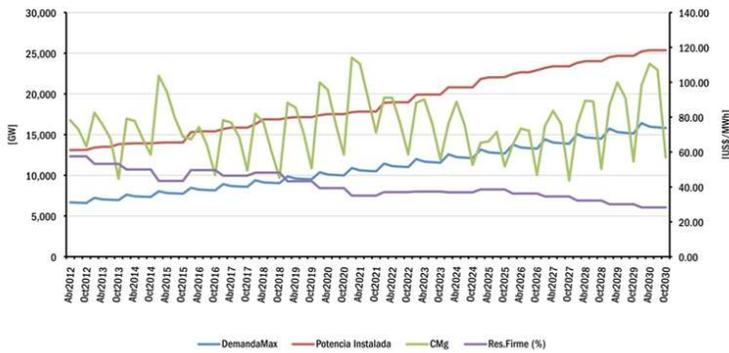


FIGURA 23: OFERTA, CAPACIDAD, COSTO MARGINAL Y RESERVA CASO BAUC



### 3.3.2 Estudio de Casos en Relación a Bauc en el Sic

A continuación, se resumen los resultados de los casos de sensibilización para el SIC en relación al BAUC<sup>5</sup>.

TABLA 11: POTENCIA INSTALADA POR TECNOLOGÍA CASOS BAUC

TABLA DE POTENCIA INSTALADA POR TECNOLOGÍA PARA BAU CON TASA DE ERNC CONSERVADOR												
P Instalada [MW]	Biomasa	Carbón	Eólica	Geotermia	GNL	Hidro	MiniHidro	Diesel	FuelOil	Nuclear	Solar	
BAUC	467	1469	199	1380	0	7120	1738	0	0	0	0	
TC2020	648	888	944	1380	0	7120	1813	0	0	0	0	
TCuotas	581	942	2321	1142	0	6676	805	0	0	0	1967	
TCImpCO2	745	942	479	1380	118	7120	1813	0	0	0	300	
TCSinCA	467	4081	199	1380	0	4370	1813	0	0	0	0	
TCSinCASinNuc	467	4081	199	1380	0	4370	1813	0	0	0	0	
TCSinCANuc2020	680	3432	1319	1380	0	4370	1813	0	0	0	0	
TCSinHG	467	3196	199	1380	50	1088	1813	0	0	3300	0	
TCSinHGSinCar	745	242	654	1380	1777	1088	1813	0	0	3300	167	
TCSinHGCarNuc	745	242	3489	1380	3921	1088	1813	0	0	0	849	
TCRetaso	433	1109	199	1280	0	6670	1618	0	0	0	0	

5. Ver nomenclatura de los escenarios en el Anexo 3.

En las siguientes tablas se muestra un análisis comparativo de los indicadores, en relación al BAUC para los distintos casos de sensibilización.

TABLA 12: COMPARACIÓN DE INDICADORES CASOS BAUC

TABLA DE INDICADORES BAU CONSERVADOR: Instrumentos para Políticas ERNC					
		BAUC	2020	Cuotas	ImpCO2
Costo Operativo	Millones US\$	7.573	7.304	6.521	7.278
Costo ENS	Millones US\$	0	0	0	0
Costo Inversión	Millones US\$	10.926	11.500	13.607	11.372
Costo Total	Millones US\$	18.499	18.803	20.128	18.650
Dif. Costo Total c/resp. BAU	Millones US\$		304	1.629	151
	%		1,6%	8,8%	0,8%

Precio monómico	US\$/MWh	85,2	79,9	72,6	97,1
Costo Medio	US\$/MWh	69,7	70,3	72,6	70,0
Dif. Costo Medio c/resp. BAU	%		0,8%	4,2%	0,4%

Ingreso PFirme	Millones US\$	2.373	2.389	2.419	2.433
Reserva Potencia Bruta	%	71,4	74,4	84,1	73,4
Reserva Potencia Firme	%	39,0	39,3	39,5	40,2
Dif. Res. PFirme c/resp. BAU	%		0,9%	1,4%	3,2%

Impuesto CO2	Millones US\$	0	0	0	2.476
Emissiones CO2	Ton	16.276	14.864	13.384	14.708
Dif. c/resp. BAU	Ton		-1.411	-2.892	-1.568
Emissiones CO2	Ton/MWh	0,22	0,20	0,19	0,20
Dif. c/resp. BAU	%		-7,2%	-15,9%	-7,9%

TABLA DE INDICADORES BAU CONSERVADOR: Escenarios sin Centrales en Aysén					
		BAUC	SinCA	SinCA SinNuc	SinCA Nuc2020
Costo Operativo	Millones US\$	7.573	8.918	8.918	8.412
Costo ENS	Millones US\$	0	0	0	0
Costo Inversión	Millones US\$	10.926	10.294	10.282	11.079
Costo Total	Millones US\$	18.499	19.212	19.200	19.491
Dif. Costo Total c/resp. BAU	Millones US\$		713	701	992
	%		3,9%	3,8%	5,4%

Precio monómico	US\$/MWh	85,2	87,9	87,9	85,1
Costo Medio	US\$/MWh	69,7	71,0	71,0	71,5
Dif. Costo Medio c/resp. BAU	%		1,8%	1,8%	2,5%

Ingreso PFirme	Millones US\$	2.373	2.353	2.354	2.376
Reserva Potencia Bruta	%	71,4	70,4	70,5	74,6
Reserva Potencia Firme	%	39,0	38,2	38,3	38,7
Dif. Res. PFirme c/resp. BAU	%		-1,9%	-1,8%	-0,8%

Impuesto CO2	Millones US\$	0	0	0	0
Emissiones CO2	Ton	16.276	23.041	23.119	19.965
Dif. c/resp. BAU	Ton		6.766	6.843	3.690
Emissiones CO2	Ton/MWh	0,22	0,29	0,29	0,25
Dif. c/resp. BAU	%		30,5%	30,8%	14,8%

TABLA DE INDICADORES BAU CONSERVADOR: Escenarios sin Hidroeléctricas Grandes					
		BAUC	SinHG	SinHG SinCar	SinHG CarNuc
Costo Operativo	Millones US\$	7.573	9.826	10.286	11.239
Costo ENS	Millones US\$	0	0	0	0
Costo Inversión	Millones US\$	10.926	10.076	9.815	9.270
Costo Total	Millones US\$	18.499	19.903	20.101	20.509
Dif. Costo Total c/resp. BAU	Millones US\$		1.404	1.602	2.010
	%		7,6%	8,7%	10,9%

Precio monómico	US\$/MWh	85,2	89,7	97,1	100,1
Costo Medio	US\$/MWh	69,7	72,2	72,6	73,3
Dif. Costo Medio c/resp. BAU	%		3,6%	4,1%	5,1%

Ingreso P.Firme	Millones US\$	2.373	2.217	2.185	2.170
Reserva Potencia Bruta	%	71,4	66,0	66,4	71,7
Reserva Potencia Firme	%	39,0	35,0	34,5	34,0
Dif. Res. P.Firme c/resp. BAU	%		-10,1%	-11,4%	-12,8%

Impuesto CO2	Millones US\$	0	0	0	0
Emisiones CO2	Ton	16.276	24.080	17.349	19.897
Dif. c/resp. BAU	Ton		7.804	1.074	3.622
Emisiones CO2	Ton/MWh	0,22	0,31	0,23	0,26
Dif. c/resp. BAU	%		39,1%	6,1%	16,6%

Tabla de Indicadores BAU Conservador: Escenario con Retraso			
		BAUC	TCRetraso
Costo Operativo	Millones US\$	7.573	9.407
Costo ENS	Millones US\$	0	0
Costo Inversión	Millones US\$	10.926	9.458
Costo Total	Millones US\$	18.499	18.865
Dif. Costo Total c/resp. BAU	Millones US\$		366
	%		2,0%

Precio monómico	US\$/MWh	85,2	102,8
Costo Medio	US\$/MWh	69,7	70,4
Dif. Costo Medio c/resp. BAL	%		0,9%

Ingreso P.Firme	Millones US\$	2.373	2.126
Reserva Potencia Bruta	%	71,4	65,5
Reserva Potencia Firme	%	39,0	34,1
Dif. Res. P.Firme c/resp. BAU	%		-12,4%

Impuesto CO2	Millones US\$	0	0
Emisiones CO2	Ton	16.276	18.551
Dif. c/resp. BAU	Ton		2.275
Emisiones CO2	Ton/MWh	0,22	0,25
Dif. c/resp. BAU	%		13,0%

En la siguiente tabla se muestra un análisis comparativo de la tasa de penetración de ERNC para BAUC y los distintos casos de sensibilización.

TABLA 13: TASA DE ENTRADA DE ERNC BAUC Y CASOS

TASA ENTRADA ERNC BAU CON TASA DE ERNC CONSERVADOR											
Año	BAUC	2020	Cuotas	ImpCO2	SinCA	SinCA SinNuc	SinCA Nuc2020	SinHG	SinHG SinCar	SinHG CarNuc	Retraso
2012	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	3,8%
2013	4,3%	4,3%	4,2%	4,3%	4,3%	4,3%	4,3%	4,3%	4,3%	4,3%	3,8%
2014	5,6%	6,5%	6,1%	5,8%	5,6%	5,6%	5,8%	5,6%	5,7%	5,7%	4,6%
2015	6,4%	9,1%	8,6%	7,4%	6,4%	6,4%	7,8%	6,4%	6,8%	6,8%	5,5%
2016	7,3%	11,1%	10,3%	9,5%	7,3%	7,3%	9,2%	7,5%	8,0%	8,0%	6,2%
2017	8,5%	13,1%	12,7%	11,3%	8,5%	8,5%	10,9%	8,5%	9,1%	9,4%	7,1%
2018	9,6%	15,2%	15,1%	12,9%	9,6%	9,6%	12,6%	9,7%	10,4%	10,9%	8,4%
2019	10,7%	16,9%	17,5%	14,7%	10,7%	10,7%	14,2%	10,8%	11,8%	12,4%	9,5%
2020	12,1%	18,7%	20,0%	17,3%	12,1%	12,1%	16,6%	12,2%	13,7%	14,8%	10,7%
2021	13,7%	20,3%	20,7%	19,3%	13,7%	13,7%	18,6%	13,7%	15,8%	17,3%	12,0%
2022	15,0%	21,5%	20,5%	20,5%	15,0%	15,0%	20,0%	15,1%	17,8%	19,6%	13,5%
2023	16,1%	22,6%	20,3%	21,6%	16,3%	16,3%	21,2%	16,4%	19,2%	21,7%	14,8%
2024	17,0%	23,5%	20,1%	22,5%	17,4%	17,4%	22,1%	17,6%	20,3%	23,6%	15,9%
2025	17,4%	24,3%	19,9%	22,9%	18,5%	18,5%	22,7%	18,5%	20,6%	25,6%	16,8%
2026	18,1%	24,8%	20,1%	23,5%	19,4%	19,4%	23,6%	19,5%	21,8%	27,5%	17,3%
2027	19,5%	25,1%	20,6%	24,3%	20,5%	20,5%	24,5%	20,7%	22,6%	29,5%	18,3%
2028	20,8%	25,2%	21,1%	25,0%	21,7%	21,7%	25,6%	21,7%	23,6%	31,5%	19,8%
2029	21,6%	25,5%	21,7%	26,3%	22,4%	22,4%	26,1%	22,2%	24,6%	33,0%	20,6%
2030	22,4%	26,0%	22,3%	27,5%	23,2%	23,2%	26,8%	23,0%	25,9%	34,5%	21,5%

Nota: Porcentajes respecto del consumo total

De los resultados se puede observar lo siguiente:

- Alcanzar un 20/20 de ERNC tendría un costo adicional de 304 millones de USD, lo que representa un costo adicional de un 1,6 %. El precio monómico bajaría de 85,2 a 79,9 USD/MWh. Esta baja es resultado de los menores costos marginales observados y relacionados a la mayor participación de tecnologías ERNC.
- El propiciar un esquema 20/20 basado en cuotas por tecnologías puede incrementar en unos 1.600 millones de USD los costos del sistema, 8,8%.
- El escenario de impuestos a las emisiones, genera un sobrecosto en torno al 0,8% (151 millones de USD). Esto contrasta con el aumento a cerca de 97 USD/MWh del precio monómico. Se observa una sustitución entre centrales a carbón (cerca de 500 MW) por solar, eólica, minihidro y GNL hacia fines del período de análisis.
- La imposibilidad de desarrollar proyectos hidroeléctricos de gran escala gatilla la incorporación de 3.300MW en centrales nucleares y cerca de 3.200MW a carbón.
- En el caso de inhibir el desarrollo en las centrales de Aysén, la tecnología que la sustituye son centrales a carbón con aproximadamente 2.600MW.
- El costo de no desarrollar las centrales de Aysén, respecto del BAUC se estima en un valor actualizado cercano a los 700 millones de USD. Este valor al año de entrada de la primera central de Aysén corresponde a 2.600 millones de USD aproximadamente en valor nominal. El nivel de emisiones aumenta en aproximadamente 30%, equivalentes a 6.766 tonCO2/año.

- La rentabilidad esperada de proyectos de distintas tecnologías, según se muestra en el Anexo 3, oscila entre un 4,5 % (caso eólico) y un 45 % (caso biomasa). Este es un efecto conocido de las señales de precio que entrega la teoría marginalista en el caso que se limite la capacidad de una tecnología.
- Limitar el desarrollo de las centrales hidroeléctricas mayores, tiene un impacto relevante en el nivel de emisiones, incrementando el factor de 0,22 a 0,31 Ton/MWh, correspondiente a 7.800 tonCO2/año.
- El efecto de atrasos en las obras, caso “Retraso”, incrementa el costo marginal de 85,2 a 102,8USD/MWh, con aumento de cerca de un 24% en los costos de operación del sistema, disminución de la reserva firme y aumento de las emisiones.

### 3.3.3 Estudio de Casos en Relación a Bauo en el Sic

A continuación, se resumen los resultados de los casos de sensibilización para el SIC en relación al BAUO<sup>6</sup>.

TABLA 14: POTENCIA INSTALADA POR TECNOLOGÍA CASOS BAUO SIC

TABLA DE POTENCIA INSTALADA POR TECNOLOGIA PARA BAU CON TASA ERNC OPTIMISTA (SIC)											
Rinstalada [MW]	Biomasa	Carbón	Eólica	Geotermia	GNL	Hidro	MiniHidro	Diesel	FuelOil	Nuclear	Solar
BAUO	534	949	199	1865	0	7120	1786	0	0	0	0
TO2020	724	942	319	1865	0	6848	1895	0	0	0	0
TOCuotas	467	942	2296	1455	0	6676	737	0	0	0	1946
TOImpCO2	613	942	199	1865	0	7120	2386	0	0	0	0
TOSinCA	534	2836	199	1865	0	4370	2811	0	0	0	0
TOSinCASinNuc	467	2906	199	1865	0	4370	2811	0	0	0	0
TOSinCANuc2020	859	2438	356	1865	0	4370	2811	0	0	0	0
TOSinHG	467	2708	199	1865	61	1088	2811	0	0	2200	0
TOSinHGsinCar	1286	242	199	1865	1285	1088	2811	0	0	3300	0
TOSinHGCarNuc	1399	242	2066	1865	2420	1088	2811	0	0	0	773
TORtraso	433	942	199	1730	0	6870	1583	0	0	0	0

En las siguientes tablas se muestra un análisis comparativo de los indicadores, en relación al BAUO para los distintos casos de sensibilización.

6. Ver nomenclatura de los escenarios en el Anexo 3.

TABLA 15: COMPARACIÓN DE INDICADORES CASOS BAUO

TABLA DE INDICADORES BAU OPTIMISTA: Instrumentos para Políticas ERNC					
		BAUO	2020	Cuotas	ImpCO2
Costo Operativo	Millones US\$	7.213	7.102	6.509	6.694
Costo ENS	Millones US\$	0	0	0	0
Costo Inversión	Millones US\$	11.189	11.460	13.464	11.855
Costo Total	Millones US\$	18.401	18.561	19.973	18.550
Dif. Costo Total c/resp. BAU	Millones US\$		160	1.572	148
	%		0,9%	8,5%	0,8%

Precio monómico	US\$/MWh	81,7	78,0	73,6	93,1
Costo Medio	US\$/MWh	69,5	69,8	72,3	69,8
Dif. Costo Medio c/resp. BAU	%		0,4%	4,0%	0,4%

Ingreso PFirme	Millones US\$	2.396	2.414	2.397	2.486
Reserva Potencia Bruta	%	72,1	73,0	83,4	74,9
Reserva Potencia Firme	%	39,6	40,0	39,0	41,8
Dif. Res. PFirme c/resp. BAU	%		1,0%	-1,4%	5,7%

Impuesto CO2	Millones US\$	0	0	0	2.366
Emisiones CO2	Ton	15.140	14.254	13.552	13.536
Dif. c/resp. BAU	Ton		-886	-1.588	-1.604
Emisiones CO2	Ton/MWh	0,21	0,20	0,19	0,19
Dif. c/resp. BAU	%		-5,1%	-10,1%	-8,8%

TABLA DE INDICADORES BAU OPTIMISTA: Escenarios Sin Centrales en Aysén					
		BAUO	SinCA	SinCA SinNuc	SinCA Nuc2020
Costo Operativo	Millones US\$	7.213	8.233	8.237	8.069
Costo ENS	Millones US\$	0	0	0	0
Costo Inversión	Millones US\$	11.189	10.762	10.743	11.038
Costo Total	Millones US\$	18.401	18.994	18.980	19.107
Dif. Costo Total c/resp. BAU	Millones US\$		593	579	705
	%		3,2%	3,1%	3,8%

Precio monómico	US\$/MWh	81,7	87,1	87,2	84,4
Costo Medio	US\$/MWh	69,5	70,6	70,6	70,8
Dif. Costo Medio c/resp. BAU	%		1,5%	1,5%	1,8%

Ingreso PFirme	Millones US\$	2.396	2.379	2.379	2.404
Reserva Potencia Bruta	%	72,1	71,3	71,3	72,4
Reserva Potencia Firme	%	39,6	38,9	38,9	39,4
Dif. Res. PFirme c/resp. BAU	%		-1,6%	-1,6%	-0,3%

Impuesto CO2	Millones US\$	0	0	0	0
Emisiones CO2	Ton	15.140	19.289	19.392	17.506
Dif. c/resp. BAU	Ton		4.149	4.252	2.366
Emisiones CO2	Ton/MWh	0,21	0,25	0,25	0,23
Dif. c/resp. BAU	%		19,4%	19,9%	9,7%

TABLA DE INDICADORES BAU OPTIMISTA: Escenarios sin Hidroeléctricas Grandes					
		BAUO	SinHG	SinHG SinCar	SinHG CarNuc
Costo Operativo	Millones US\$	7.213	9.378	9.685	10.546
Costo ENS	Millones US\$	0	0	0	0
Costo Inversión	Millones US\$	11.189	10.289	10.022	9.339
Costo Total	Millones US\$	18.401	19.667	19.708	19.885
Dif. Costo Total c/resp. BAU	Millones US\$		1.266	1.306	1.484
	%		6,9%	7,1%	8,1%

Precio monómico	US\$/MWh	81,7	89,7	94,7	97,6
Costo Medio	US\$/MWh	69,5	71,8	71,9	72,2
Dif. Costo Medio c/resp. BAU	%		3,2%	3,4%	3,8%

Ingreso P.Firme	Millones US\$	2.396	2.240	2.213	2.192
Reserva Potencia Bruta	%	72,1	66,9	66,1	68,5
Reserva Potencia Firme	%	39,6	35,7	35,3	34,5
Dif. Res. P.Firme c/resp. BAU	%		-9,9%	-10,8%	-12,7%

Impuesto CO2	Millones US\$	0	0	0	0
Emisiones CO2	Ton	15.140	22.291	16.039	18.392
Dif. c/resp. BAU	Ton		7.151	899	3.252
Emisiones CO2	Ton/MWh	0,21	0,29	0,22	0,24
Dif. c/resp. BAU	%		37,1%	5,2%	15,8%

TABLA DE INDICADORES BAU OPTIMISTA: Escenario Con Retraso			
		BAUO	Retraso
Costo Operativo	Millones US\$	7.213	8.854
Costo ENS	Millones US\$	0	0
Costo Inversión	Millones US\$	11.189	9.396
Costo Total	Millones US\$	18.401	18.250
Dif. Costo Total c/resp. BAU	Millones US\$		-151
	%		-0,8%
Función Objetivo	Millones US\$	16.048	16.155
Dif. F.Obj. c/resp. BAU	Millones US\$		107
	%		0,7%

Precio monómico	US\$/MWh	81,7	101,3
Costo Medio	US\$/MWh	69,5	69,3
Dif. Costo Medio c/resp. BAU	%		-0,4%

Ingreso P.Firme	Millones US\$	2.396	2.148
Reserva Potencia Bruta	%	72,1	66,2
Reserva Potencia Firme	%	39,6	34,7
Dif. Res. P.Firme c/resp. BAU	%		-12,2%

Impuesto CO2	Millones US\$	0	0
Emisiones CO2	Ton	15.140	17.766
Dif. c/resp. BAU	Ton		2.626
Emisiones CO2	Ton/MWh	0,21	0,24
Dif. c/resp. BAU	%		15,7%

En la siguiente tabla se muestra un análisis comparativo de la tasa de penetración de ERNC para BAUO y los distintos casos de sensibilización.

TABLA 16: TASA DE ENTRADA DE ERNC CASOS BAUO

TASA ENTRADA ERNC BAU CON TASA DE ERNC OPTIMISTA											
Año	BAUO	2020	Cuotas	ImpCO2	SinCA	SinCA SinNuc	SinCA Nuc2020	SinHG	SinHG SinCar	SinHG Car/Nuc	Retraso
2012	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	3,8%
2013	4,3%	4,3%	4,2%	4,3%	4,3%	4,3%	4,3%	4,3%	4,3%	4,3%	3,8%
2014	5,6%	6,4%	6,0%	5,7%	5,6%	5,6%	5,7%	5,6%	5,7%	5,7%	4,6%
2015	6,4%	8,6%	8,1%	7,1%	6,4%	6,4%	7,4%	6,4%	6,8%	6,8%	5,5%
2016	7,2%	10,6%	9,9%	9,2%	7,4%	7,4%	8,9%	7,5%	8,2%	8,2%	6,3%
2017	8,3%	12,4%	12,5%	10,8%	8,7%	8,7%	10,3%	8,7%	9,5%	9,5%	7,1%
2018	10,1%	14,8%	14,8%	12,9%	10,4%	10,4%	12,5%	10,5%	11,8%	11,8%	8,4%
2019	12,0%	17,0%	17,1%	15,2%	12,3%	12,3%	14,6%	12,4%	14,0%	14,0%	10,3%
2020	14,7%	20,0%	19,3%	18,4%	15,0%	15,0%	17,7%	15,1%	17,1%	17,1%	12,3%
2021	16,8%	22,3%	20,2%	20,9%	17,4%	17,4%	20,6%	17,5%	20,0%	20,0%	14,8%
2022	18,2%	24,2%	19,8%	22,8%	19,6%	19,6%	22,9%	19,8%	22,6%	22,6%	16,8%
2023	19,3%	25,2%	19,6%	24,4%	21,6%	21,6%	24,6%	21,8%	25,1%	25,1%	18,2%
2024	20,1%	25,8%	19,5%	25,2%	23,4%	23,4%	26,3%	23,7%	27,3%	28,1%	19,3%
2025	20,6%	26,2%	19,6%	25,8%	25,0%	25,0%	27,8%	25,4%	28,9%	30,8%	20,0%
2026	21,5%	26,5%	19,9%	26,1%	26,5%	26,5%	29,1%	26,7%	29,9%	33,2%	20,7%
2027	22,4%	27,0%	20,3%	27,3%	27,8%	27,8%	30,3%	28,1%	30,8%	35,4%	21,5%
2028	23,9%	27,7%	21,3%	28,7%	29,0%	29,0%	31,4%	29,1%	32,4%	38,0%	22,4%
2029	25,2%	28,7%	22,0%	30,0%	30,1%	30,1%	32,4%	30,1%	33,8%	40,4%	23,8%
2030	26,6%	29,7%	22,9%	31,3%	31,4%	31,1%	33,2%	31,2%	34,6%	42,4%	25,1%

Nota: Porcentajes respecto del consumo total

Respecto del caso BAUC, presentado en la sección anterior, se mantienen las mismas conclusiones con los siguientes alcances:

- Alcanzar un 20/20 de ERNC tendría un costo adicional de 160 millones de USD, aproximadamente la mitad del mismo caso BAUC. Lo anterior muestra la relevancia de las tasas de penetración máximas anuales de cada tecnología, teniendo presente que es necesario evaluar el riesgo asociado a su estimación.
- El propiciar un esquema 20/20 basado en cuotas por tecnologías puede incrementar en unos 1.600 millones de USD los costos del sistema en forma similar al caso BAUC.
- El escenario de impuestos a las emisiones genera señales similares a las presentadas en el caso BAUC. De esta forma, se puede reducir el factor de emisiones de 0,21 a 0,19 Ton/MWh.
- La imposibilidad de desarrollar proyectos hidroeléctricos de gran escala gatilla la incorporación de 2.200 MW en centrales nucleares. Si se limita adicionalmente el desarrollo de centrales a carbón, la incorporación nuclear puede llegar a 3.300 MW.
- Limitar el desarrollo de las centrales hidroeléctricas mayores, tiene un impacto relevante en el nivel de emisiones, incrementando el factor de 0,21 a 0,26 Ton/MWh (+37%), equivalentes a 7.150 tonCO2/año. Cabe mencionar que este caso es menos crítico que el correspondiente al caso BAUC, lo que refuerza la importancia de conocer las tasas de penetración reales que podemos alcanzar en las tecnologías ERNC. Los casos Sin Carbón;

y Sin Carbón y Nuclear aumentan las emisiones en un 5,2% y 15,8% respectivamente.

- El costo (con relación al BAUO) de limitar el desarrollo de centrales hidroeléctricas mayores es del orden de 1.250 millones de USD. Si adicionalmente se limita el desarrollo de termoeléctricas a carbón, el costo es de 1.300 millones de USD; y si también se limita el desarrollo nuclear, alcanza a 1.500 millones de USD.
- En el caso de inhibir el desarrollo en las centrales de Aysén, las tecnologías de sustitución corresponden a un mix entre centrales a carbón y minihidro.
- El costo de no desarrollar las centrales de Aysén, respecto del BAUO, se estima en un valor cercano a los 590 millones de USD, con un aumento en el nivel de emisiones del orden de 19%, equivalentes a 4.149 tonCO2/año.
- El análisis de la rentabilidad esperada de proyectos hidroeléctricos es similar al presentado en el caso BAUC.
- El efecto de atrasos en las obras “Retraso” se acentúa, ya que parte de una base de precio monómico menor, 82 USD/MWh, y se incrementa a un valor similar (102,3 USD/MWh).

### 3.3.4 Estudio de Caso Pesimista de Entrada de Ernc en el Sic

A continuación, se resumen los resultados de los casos para el SIC, considerando una incertidumbre en la incorporación de tecnologías ERNC, de las que existe escasa o nula experiencia en el país. Se ha simulado un caso con nula penetración de geotermia, biomasa y minihidro; pero si aceptando la incorporación de energía solar y eólica.

Estos resultados son contrastados con el caso BAUC presentado anteriormente. Asimismo, se realiza una sensibilización en el escenario sin las centrales de Aysén.

TABLA 17: POTENCIA INSTALADA POR TECNOLOGÍA CASOS BAU PESIMISTA

TABLA DE POTENCIA INSTALADA POR TECNOLOGÍA PARA BAU CON TASA ERNC PESIMISTA (SIC)											
P instalada [MW]	Biomasa	Carbón	Eólica	Geotermia	GNL	Hidro	MiniHidro	Diesel	FuelOil	Nuclear	Solar
BAUC	467	1469	199	1380	0	7120	1738	0	0	0	0
TCSinERNCecon	0	3247	2917	0	35	7120	13	0	0	0	555
TCSinERNCeconSinHA	0	3252	2833	0	43	4370	13	0	0	2200	673

Nota: ver nomenclatura en Anexo 3.

TABLA 18: COMPARACIÓN DE INDICADORES CASO PESIMISTA BAUC SIC

TABLA DE INDICADORES BAU PESIMISTA: Instrumentos para Políticas ERNC				
		BAUO	Sin ERNC Econ	Sin ERNC Econ SinHA
Costo Operativo	Millones US\$	7.573	8.786	9.625
Costo ENS	Millones US\$	0	0	0
Costo Inversión	Millones US\$	10.926	10.935	10.895
Costo Total	Millones US\$	18.499	19.722	20.520
Dif. Costo Total c/resp. BAU	Millones US\$		1.223	2.021
	%		6,6%	10,9%

Precio monómico	US\$/MWh	85,2	88,9	89,1
Costo Medio	US\$/MWh	69,7	71,9	73,3
Dif. Costo Medio c/resp. BAU	%		3,1%	5,2%

Ingreso P.Firme	Millones US\$	2.373	2.276	2.265
Reserva Potencia Bruta	%	71,4	76,4	75,5
Reserva Potencia Firme	%	39,0	36,6	36,2
Dif. Res. P.Firme c/resp. BAU	%		-6,1%	-7,1%

Impuesto CO2	Millones US\$	0	0	0
Emisiones CO2	Ton	16.276	21.088	23.777
Dif. c/resp. BAU	Ton		4.812	7.502
Emisiones CO2	Ton/MWh	0,22	0,27	0,30
Dif. c/resp. BAU	%		22,7%	36,3%

TABLA 19: TASA DE ENTRADA DE ERNC CASOS BAUC PESIMISTA

TASA ENTRADA ERNC BAU CON TASA DE ERNC PESIMISTA			
Año	BAUO	Sin ERNC Econ	Sin ERNC Econ SinHA
2012	4,1%	4,1%	4,1%
2013	4,3%	4,3%	4,3%
2014	5,6%	5,0%	5,0%
2015	6,4%	5,8%	5,8%
2016	7,3%	6,2%	6,2%
2017	8,5%	6,6%	6,6%
2018	9,6%	7,1%	7,1%
2019	10,7%	7,6%	7,6%
2020	12,1%	9,1%	9,1%
2021	13,7%	10,1%	10,0%
2022	15,0%	10,9%	10,9%
2023	16,1%	11,6%	11,6%
2024	17,0%	12,3%	12,4%
2025	17,4%	12,6%	12,6%
2026	18,1%	12,8%	12,8%
2027	19,5%	13,3%	13,3%
2028	20,8%	13,9%	13,9%
2029	21,6%	14,0%	14,0%
2030	22,4%	14,4%	14,4%

Los resultados muestran que la restricción de la no incorporación de ERNC tiene como resultado un incremento del precio monómico a 88,9 USD/MWh, que representa un 5,1 %; y asimismo, la tasa de incorporación de ERNC al año 2024 se limita a un 12,1% respecto del 17% del BAUC. Por otro lado, la no incorporación de las centrales de Aysén en este escenario, representa un incremento de costo actualizado en torno a los 800 millones USD.

### 3.3.5 Casos BAU SING

En primer lugar se presentan las tablas de comparación entre los dos casos BAU (Conservador - BAUC y Optimista - BAUO) desarrollados para el SING. La tabla siguiente muestra la potencia instalada por tecnología entre los años 2012 y 2030, ambos inclusive.

TABLA 20: POTENCIA INSTALADA POR TECNOLOGÍA CASOS BAU SING

TABLA DE POTENCIA INSTALADA POR TECNOLOGÍA											
P. Instalada [MW]	Biomasa	Carbón	Eólica	Geotermia	GNL	Hidro	MiniHidro	Diesel	Fuel Oil	Nuclear	Solar
BAUC	0	211	383	720	0	0	0	104	0	0	0
BAUO	0	0	0	1240	0	0	0	0	0	0	0

En las tablas siguientes se presentan los indicadores relevantes y la tasa de entrada de las ERNC.

TABLA 21: COMPARACIÓN DE INDICADORES CASOS BAU SING

TABLA DE INDICADORES BAU CONSERVADOR: Instrumentos de Políticas ERNC					
		BAUC	BAUO	Dif. Absoluta	Dif. Porcentual
Costo Operativo	Millones US\$	9.485	9.130	-355	-3,9%
Costo ENS	Millones US\$	0	0	0	-
Costo Inversión	Millones US\$	947	1.157	210	18,1%
Costo Total	Millones US\$	10.432	10.287	-145	-1,4%
Precio monómico	US\$/MWh	79,8	78,4		-1,8%
Costo Medio	US\$/MWh	86,8	86,0		-0,95%
Ingreso P.Firme	Millones US\$	250	251	2	0,6%
Reserva Potencia Bruta	%	33,0	31,1		-6,1%
Reserva Potencia Firme	%	8,4	9,0		5,9%
Impuesto CO2	Millones US\$	0	0	0	-
Emisiones CO2	Ton	15.777	14.870	-906	-6,1%
Emisiones CO2	Ton/MWh	0,67	0,64		-5,4%

TABLA 22: TASA DE ENTRADA DE ERNC CASOS BAUC SING

TASA ENTRADA ERNC BAU SING		
Año	BAUC	BAUO
2012	0,0%	0,0%
2013	0,0%	0,0%
2014	2,3%	2,3%
2015	2,5%	2,5%
2016	2,9%	3,2%
2017	3,4%	3,9%
2018	4,2%	5,5%
2019	5,3%	7,8%
2020	6,7%	10,4%
2021	8,1%	12,9%
2022	9,4%	15,3%
2023	10,7%	17,7%
2024	11,9%	19,9%
2025	13,1%	22,1%
2026	14,4%	24,1%
2027	16,9%	26,1%
2028	20,1%	28,1%
2029	21,3%	29,9%
2030	23,3%	31,7%

Se observa que la diferencia de costo total esperada entre ambos BAU es de 145 millones de USD como valor actualizado. Asimismo, el nivel de reserva eslevemente superior en el caso optimista. El caso BAUO tiene un costo medioinferior en 0,95% y unmenor precio monómico de 1,8%.

En relación a la penetración ERNC se muestra que en ambos casos se logra una penetración del 2,5% en torno al año 2015, mientras que el 20% se alcanzaría en los años 2024-2025 para el caso BAUO y 2028-2029 para el caso BAUC. Para el año 2020 se tendría una penetración entre 6,7% y 10,4% para los casos BAUC y BAUO, respectivamente.En relación a las emisiones, se aprecia una disminución de un 5,4% en el escenario BAUO.

### 3.3.6 Estudio de Casos en relación a Bauc en El Sing

A continuación, se resumen los resultados de los casos para el SING, considerando la tasa máxima anual conservadora de entrada de ERNC.

TABLA 23: POTENCIA INSTALADA POR TECNOLOGÍA CASOS BAUC SING

TABLA DE POTENCIA INSTALADA POR TECNOLOGÍA PARA BAU CON TASA DE ERNC CONSERVADORA											
Pinstalada [MW]	Biomasa	Carbón	Eólica	Geotermia	GNL	Hidro	MiniHidro	Diesel	FuelOil	Nuclear	Solar
BAUC	0	211	383	720	0	0	0	104	0	0	0
2020	0	110	785	720	0	0	0	0	0	0	0
Cuotas	0	28	1149	720	0	0	0	0	0	0	372
ImpCO2	0	0	1275	720	0	0	0	0	0	1100	0
DemAlta	0	2862	113	720	0	0	0	0	0	0	0

Nota: ver nomenclatura en Anexo 3.

En las siguientes tablas se muestra un análisis comparativo de los indicadores, en relación al BAUC para los distintos casos de sensibilización

TABLA 24: COMPARACIÓN DE INDICADORES CASOS BAUC SING

TABLA DE INDICADORES BAU CONSERVADOR: Instrumentos de Políticas ERNC					
		BAUC	2020	Cuotas	ImpCO2
Costo Operativo	Millones US\$	9.485	8.828	8.399	7.943
Costo ENS	Millones US\$	0	0	0	0
Costo Inversión	Millones US\$	947	1.759	2.486	2.902
Costo Total	Millones US\$	10.432	10.587	10.885	10.844
Dif. Costo Total c/resp. BAU	Millones US\$		155	453	412
	%		1,5%	4,3%	4,0%
Precio monómico	US\$/MWh	79,8	78,3	77,8	90,3
Costo Medio	US\$/MWh	86,8	87,7	89,3	89,1
Dif. Costo Medio c/resp. BAU	%		1,0%	2,9%	2,7%
Ingreso PFirme	Millones US\$	250	313	366	435
Reserva Potencia Bruta	%	33,0	43,9	56,0	63,2
Reserva Potencia Firme	%	8,4	10,8	13,9	23,2
Dif. Res. PFirme c/resp. BAU	%		28,6%	64,7%	175,5%
Impuesto CO2	Millones US\$	0	0	0	1.862
Emisiones CO2	Ton	15.777	14.470	13.520	10.302
Dif. c/resp. BAU	Ton		-1.306	-2.257	-5.474
Emisiones CO2	Ton/MWh	0,67	0,62	0,58	0,46
Dif. c/resp. BAU	%		-7,9%	-13,4%	-31,3%

TABLA DE INDICADORES BAU CONSERVADOR: Escenarios			
		BAUC	DemAlta
Costo Operativo	Millones US\$	9.485	12.467
Costo ENS	Millones US\$	0	0
Costo Inversión	Millones US\$	947	3.875
Costo Total	Millones US\$	10.432	16.342
Dif. Costo Total c/resp. BAU	Millones US\$		5.910
	%		56,6%

Precio monómico	US\$/MWh	79,8	81,1
Costo Medio	US\$/MWh	86,8	93,6
Dif. Costo Medio c/resp. BAU	%		7,9%

Ingreso PFirme	Millones US\$	250	1.280
Reserva Potencia Bruta	%	33,0	27,7
Reserva Potencia Firme	%	8,4	5,3
Dif. Res. PFirme c/resp. BAU	%		-36,8%

Impuesto CO2	Millones US\$	0	0
Emisiones CO2	Ton	15.777	28.562
Dif. c/resp. BAU	Ton		12.786
Emisiones CO2	Ton/MWh	0,67	0,80
Dif. c/resp. BAU	%		18,8%

TABLA 25: TASA DE ENTRADA DE ERNC CASOS BAUC SING

TASA ENTRADA ERNC BAU CON TASA DE ERNC CONSERVADORA					
Año	BAUC	2020	Cuotas	ImpCO2	DemAlta
2012	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2013	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2014	2,3%	5,0%	4,8%	2,4%	2,2%
2015	2,5%	7,5%	10,6%	5,0%	2,1%
2016	2,9%	10,0%	12,2%	9,0%	2,2%
2017	3,4%	12,5%	15,2%	11,8%	2,4%
2018	4,2%	15,0%	18,2%	14,0%	2,8%
2019	5,3%	17,5%	21,6%	17,9%	3,4%
2020	6,7%	19,0%	25,2%	24,0%	4,3%
2021	8,1%	20,1%	26,6%	27,4%	5,1%
2022	9,4%	21,2%	28,0%	28,6%	6,0%
2023	10,7%	22,3%	29,3%	29,6%	6,8%
2024	11,9%	23,3%	30,5%	30,5%	7,5%
2025	13,1%	24,3%	31,7%	31,3%	8,3%
2026	14,4%	25,3%	32,9%	32,1%	9,0%
2027	16,9%	26,2%	34,0%	32,9%	9,6%
2028	20,1%	27,0%	35,1%	33,7%	10,3%
2029	21,3%	27,9%	36,1%	34,4%	10,9%
2030	23,3%	28,6%	37,1%	35,0%	12,3%

De los resultados presentados se pueden resaltar los siguientes aspectos:

- Para el caso BAUC la expansión del sistema estaría concentrada en tecnología geotérmica, eólica y diesel. Esto contrasta fuertemente con el caso de demanda alta, donde se mantiene la incorporación de energía geotérmica, pero el resto es cubierto por energía a carbón y nuclear.
- Como consecuencia de lo anterior, se produce un incremento de las emisiones, pasando de 0,67 Ton/MWh a 0,80 Ton/MWh en el caso de demanda alta.
- La tasa de penetración de un 20% de ERNC se puede lograr entre el año 2028 y 2029, sin considerar el aporte de los proyectos del SIC, lo que contrasta fuertemente con el caso de demanda alta, donde para el año 2030 se alcanzaría el 12% de penetración ERNC. Esto crea un escenario de gran incertidumbre producto de estimaciones de demanda disímiles. Se refuerza la necesidad de estudiar este tema en mayor profundidad.
- El caso que considera impuesto a las emisiones genera un incremento del precio monómico de 79,8 a 90,3 USD/MWh. Asimismo, el sobrecosto total para el sistema sería en torno a los 400 millones de USD. Se integra una cantidad baja de generación eólica adicional, pero se decide la incorporación de una central nuclear de 1.100 MW el año 2025. El factor de emisiones podría reducirse de 0,67 a 0,46 Ton/MWh.
- El modelo de cuotas de participación de tecnologías ERNC en la matriz imputa un costo adicional de 453 millones de USD.

### 3.3.7 Estudio de casos en relación a Bauro en el Sing

A continuación, se resumen los resultados de los casos para el SING, considerando la tasa máxima anual optimista de entrada de ERNC.

TABLA 26: POTENCIA INSTALADA POR TECNOLOGÍA CASOS BAURO SING

TABLA DE POTENCIA INSTALADA POR TECNOLOGÍA PARA BAURO CON TASA DE ERNC OPTIMISTA											
Pinstalada [MW]	Biomasa	Carbón	Eólica	Geotermia	GNL	Hidro	MiniHidro	Diesel	FuelOil	Nuclear	Solar
BAURO	0	0	0	1240	0	0	0	0	0	0	0
T02020	0	0	617	1240	0	0	0	0	0	0	0
T0Cuotas	0	0	1088	1240	0	0	0	0	0	0	352
T0ImpCO2	0	0	890	1240	0	0	0	0	0	1100	0
T0CuotasPPEol	0	0	1453	1240	0	0	0	0	0	0	352
T0DemAlta	0	2333	129	1240	0	0	0	0	0	0	0

Nota: ver nomenclatura en Anexo 3.

En las siguientes tablas se muestra un análisis comparativo de los indicadores, en relación al BAURO para los distintos casos de sensibilización

TABLA 27: COMPARACIÓN DE INDICADORES CASOS BAURO SING

TABLA DE INDICADORES BAURO OPTIMISTA: Instrumentos de Políticas ERNC					
		BAURO	2020	Cuotas	ImpCO2
Costo Operativo	Millones US\$	9.130	8.515	8.013	7.750
Costo ENS	Millones US\$	0	0	0	0
Costo Inversión	Millones US\$	1.157	1.970	2.789	2.989
Costo Total	Millones US\$	10.287	10.484	10.802	10.739
Dif. Costo Total c/resp. BAURO	Millones US\$		197	515	452
	%		1,9%	5,0%	4,4%
Precio monómico	US\$/MWh	78,4	77,5	77,0	91,8
Costo Medio	US\$/MWh	86,0	87,1	88,9	88,5
Dif. Costo Medio c/resp. BAURO	%		1,3%	3,4%	3,0%
Ingreso PFirme	Millones US\$	251	358	420	457
Reserva Potencia Bruta	%	31,1	46,2	60,7	61,4
Reserva Potencia Firme	%	9,0	14,4	18,6	26,1
Dif. Res. PFirme c/resp. BAURO	%		60,8%	107,3%	191,4%
Impuesto CO2	Millones US\$	0	0	0	1.826
Emisiones CO2	Ton	14.870	13.744	12.556	9.864
Dif. c/resp. BAURO	Ton		-1.126	-2.315	-5.006
Emisiones CO2	Ton/MWh	0,64	0,59	0,55	0,45
Dif. c/resp. BAURO	%		-7,2%	-14,4%	-30,2%

TABLA DE INDICADORES BAU OPTIMISTA: Escenarios				
		BAUO	Cuotas FPEol	DemAlta
Costo Operativo	Millones US\$	9.130	8.019	12.265
Costo ENS	Millones US\$	0	0	0
Costo Inversión	Millones US\$	1.157	3.171	3.821
Costo Total	Millones US\$	10.287	11.190	16.086
Dif. Costo Total c/resp. BAU	Millones US\$		903	5.799
	%		8,8%	56,4%

Precio monómico	US\$/MWh	78,4	77,0	82,2
Costo Medio	US\$/MWh	86,0	91,1	92,6
Dif. Costo Medio c/resp. BAU	%		5,9%	7,7%

Ingreso PFirme	Millones US\$	251	455	1.231
Reserva Potencia Bruta	%	31,1	68,1	25,9
Reserva Potencia Firme	%	9,0	20,9	3,9
Dif. Res. PFirme c/resp. BAU	%		132,8%	-56,8%

Impuesto CO2	Millones US\$	0	0	0
Emisiones CO2	Ton	14.870	12.571	26.817
Dif. c/resp. BAU	Ton		-2.299	11.946
Emisiones CO2	Ton/MWh	0,64	0,55	0,76
Dif. c/resp. BAU	%		-14,3%	18,6%

TABLA 28: TASA DE ENTRADA DE ERNC CASOS BAUO SING

TASA ENTRADA ERNC BAU CON TASA DE ERNC OPTIMISTA						
Año	BAUO	2020	Cuotas	ImpCO2	Cuotas FPEol	DemAlta
2012	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2013	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2014	2,3%	5,0%	4,8%	2,4%	4,8%	2,2%
2015	2,5%	7,5%	10,6%	5,0%	10,0%	2,1%
2016	3,2%	10,0%	12,1%	9,3%	12,1%	2,4%
2017	3,9%	12,5%	15,5%	11,6%	15,5%	2,8%
2018	5,5%	15,0%	18,6%	14,6%	18,6%	3,8%
2019	7,8%	17,4%	22,9%	18,7%	22,9%	4,7%
2020	10,4%	20,0%	27,6%	23,8%	27,6%	6,6%
2021	12,9%	22,3%	30,2%	26,5%	30,2%	8,2%
2022	15,3%	24,6%	32,7%	28,7%	32,7%	9,7%
2023	17,7%	26,8%	35,0%	30,8%	35,0%	11,1%
2024	19,9%	28,9%	37,3%	32,8%	37,3%	12,5%
2025	22,1%	30,9%	39,6%	34,8%	39,6%	13,9%
2026	24,1%	32,8%	41,7%	36,6%	41,7%	15,2%
2027	26,1%	34,6%	43,7%	38,4%	43,7%	16,4%
2028	28,1%	36,4%	45,7%	40,1%	45,7%	17,5%
2029	29,9%	38,1%	47,6%	41,7%	47,6%	18,7%
2030	31,7%	39,7%	49,4%	43,3%	49,4%	20,6%

- El caso que considera impuesto a las emisiones, genera un incremento del precio monómico de 78,4 a 91,8 USD/MWh. Se integra una cantidad significativa de generación eólica adicional pero se decide la incorporación de una central nuclear de 1.100MW el año 2025. Esta central aumenta el margen de reserva, ya que no es requerida por necesidad de suficiencia, sino que, más bien, sustituye generación térmica por nuclear de baja emisión.
- El caso cuotas para la participación de tecnologías ERNC en la matriz importa un costo adicional de un 5%, lo que se traduce en 515 millones de USD para factores de planta de 35% y 40% y de 903 millones de USD para el escenario con factores de planta 25% y 30%.

### 3.3.8 Estudio de Caso de Interconexión SIC-SING

Se estudió un escenario con el SIC y el SING interconectados el cual tuvo el propósito de analizar el efecto que la unión de estos sistemas tenía en la conformación de la matriz de generación futura, y no analizar la factibilidad de esta interconexión, motivo por el cual el costo de la línea de interconexión no fue incluido en el análisis.

De los resultados del análisis, que se presentan en el Anexo 3, se pueden resaltar los siguientes aspectos:

- La expansión conjunta SIC-SING con una capacidad de conexión no restringida entregaría un potencial de ahorro de los costos de un 4,1 %.
- Se produce una reducción de emisiones de 3384 tonCO<sub>2</sub>/Año.
- Se consigue una mejora en la Reserva de Potencia Firme en el SING y una disminución en el SIC.
- Existe un potencial de beneficio actualizado de la interconexión del orden de USD 1100 Millones (al año de entrada de la interconexión alcanza a 1600 millones USD), del cual debe ser descontado el costo de la línea de interconexión.

Sobre la base de los resultados obtenidos, esta Comisión recomienda se realice un estudio en detalle de la interconexión SIC-SING.

## 3.4 Conclusiones y Recomendaciones

» Las conclusiones principales del análisis realizado se resumen en los siguientes puntos:

- Las tecnologías de generación hidráulicas de gran escala, geotermia y mini hidráulica se presentan como las dominantes en el SIC. Consecuentemente, resulta crítico generar

evidencia respecto de sus potenciales y tasas de penetración, conjugando este análisis con un estudio sobre los impactos ambientales de las mismas.

- El orden de dominancia según resultados serían: Geotermia, Hidráulica de gran escala, Min hidráulica, Biomasa, Carbón, Nuclear, Eólico, GNL – Fuel Oil - Solar. Conviene reiterar la relevancia del riesgo asociado a la real penetración de estas tecnologías.
- La rentabilidad esperada de proyectos de distintas tecnologías, según se muestra en el Anexo 3, oscila entre un 4,5 % (caso eólico) y un 45 % (caso biomasa). Este es un efecto conocido de las señales de precio que entrega la teoría marginalista en el caso que se limite la capacidad de una tecnología.
- Limitar el desarrollo de proyectos hidroeléctricos aumenta el costo entre un 7,0% y 7,5% y aumenta las emisiones entre un 37% y 39% dependiendo de la tasa de penetración de ERNC.
- Es crítico un análisis más detallado de la proyección de demanda en el SING, que permita cerrar la brecha entre los escenarios estudiados.
- Según los análisis, para los casos BAU estudiados, el 10% de penetración de ERNC debiera cumplirse antes del plazo establecido por la Ley 20.257. Sin embargo el 20% de penetración se podría alcanzar en torno al año 2025. No obstante, esto supone que los proyectos de ERNC que resultaron competitivos en el ejercicio de planificación (biomasa, minihidro y geotermia) superan las barreras identificadas en el capítulo 7 de este informe
- El simple retraso de un año del calendario de inversiones se traduce en alza de más 20% del precio, elemento que puede llegar a ser el más relevante como impacto en costo y precios. Por ser tal vez este el efecto más significativo, conviene reiterar la evaluación y determinación de los riesgos asociados al atraso de la puesta en marcha de los proyectos según sus diferentes tecnologías.
- Cabe destacar la sensibilidad de los escenarios sobre las emisiones en el sistema. Ejemplo de ello es la estimación de demanda alta en el SING (se traduce en incorporación de energía nuclear) y la limitación de desarrollo de proyectos hidráulicos en el SIC.
- En ningún escenario aparece racionamiento de energía, ni en el caso con retraso de un año en la entrada de las centrales generadoras.





## 4. Análisis de la Competencia del Mercado Eléctrico Chileno y Propuestas para Potenciarla

### 4.1 Introducción

» Como consecuencia del crecimiento económico proyectado, el país requiere una significativa expansión de la oferta de electricidad, lo que obliga permanentemente a definir y mantener las condiciones que permitan la construcción de una matriz de energía eléctrica, sustentable, competitiva y confiable.

Para alcanzar la eficiencia económica el modelo regulatorio chileno descansa en el desarrollo de mercados libres y competitivos en generación y comercialización y donde el sector privado invierte, desarrolla y opera los sistemas eléctricos, con el Estado regulando las actividades monopólicas de transmisión y distribución y velando por el buen funcionamiento del mercado de generación.

En la última década, el mercado eléctrico chileno ha estado enfrentado a una condición de desajuste y estrechez energética que se ha arrastrado por varios años, resultando en altos precios y costos marginales, que afectan a la sociedad y economía en su conjunto. Algunos sectores de la sociedad han cuestionado el desarrollo del mercado, planteando que estos problemas son el resultado de una falta de competencia en el sector y de actuaciones oligopólicas de las empresas establecidas.

En ese contexto, se ha solicitado a esta Comisión que realice un análisis de la competencia en el mercado eléctrico chileno, identificando las barreras a la competencia y formulando instrumentos para potenciarla. La Comisión formula varias propuestas para que el Estado actúe y logre incrementar la competencia vía ajustes a regulaciones y acciones facilitadoras de inversiones.

### 4.2 Condición de Altos Precios y Estrechez Energética

» La condición de desajuste y estrechez energética del mercado eléctrico chileno de los últimos años, resultante en altos precios y costos marginales, se observa en las figuras siguientes para el SIC y el SING:

FIGURA 24:EVOLUCIÓN CMG DE ENERGÍA MENSUAL SIC

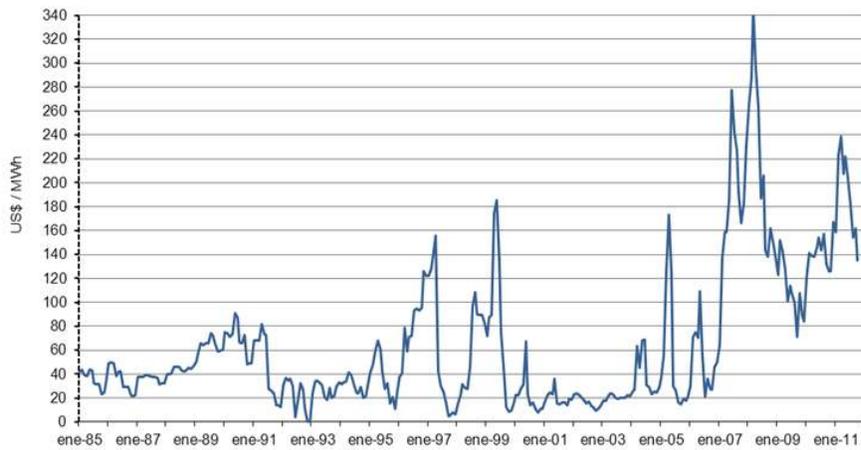
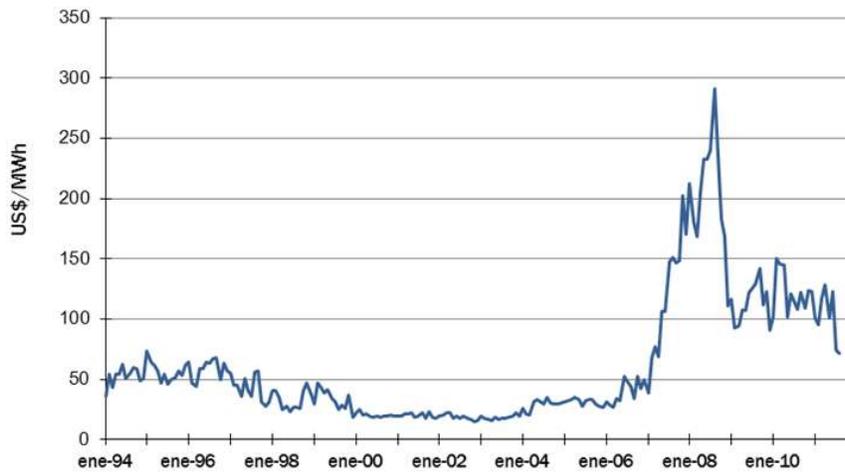
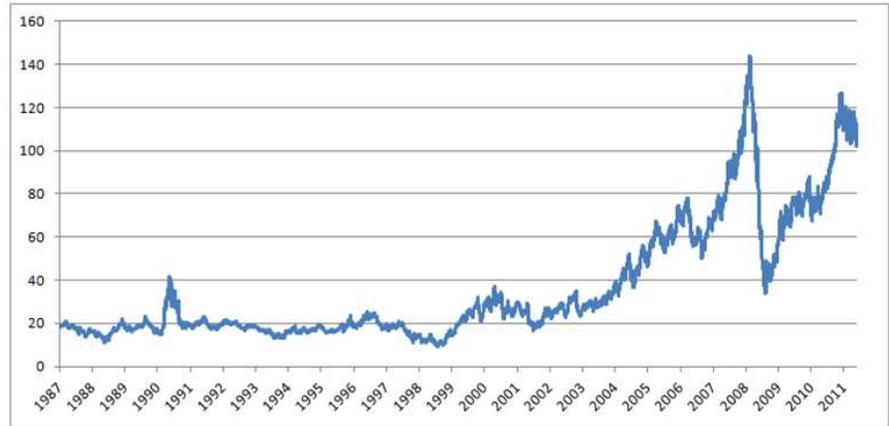


FIGURA 25: EVOLUCIÓN CMG DE ENERGÍA MENSUAL SING



Claramente, el costo marginal de la energía eléctrica desde el año 2007 ha sido varias veces superior al promedio histórico y excede al de muchos países de la región con los que Chile compete en los mercados mundiales. Sin embargo, se debe observar que los precios del petróleo, insumo relevante en esa condición de estrechez, también han sido mucho mayores que en el pasado:

FIGURA 26: PRECIO FOB SPOT EUROPEO DIARIO DEL PETRÓLEO BRENT-USD/BARRIL

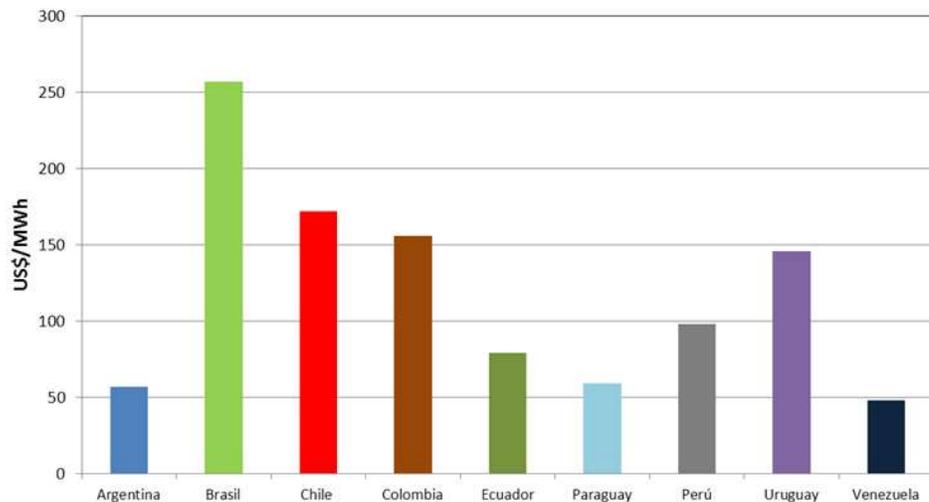


Fuente: Thomson Reuters

Nuestro mercado doméstico ha operado, desde la crisis del gas argentino, con un aporte importante de centrales diesel, que son las que han estado marcando el alto precio marginal. Una inquietud central en el país es por qué el mercado eléctrico, pese a estos altos precios, no muestra aumentos en los niveles de seguridad pese a la importante capacidad de reserva en el sistema. Esto se ha hecho evidente con las restricciones de abastecimiento del 2011.

En particular, hay preocupación pública por los altos precios de la energía, especialmente proveniente de algunos sectores productivos que se quejan de competir en condiciones de desventaja frente a otros países, según se ilustra en la siguiente figura.

FIGURA 27: PRECIOS A CLIENTE INDUSTRIAL, DIC-2010



Fuente: Informe Trimestral CIER, Páginas 6-11

Una de las hipótesis que se ha planteado es que la causa de los altos precios podría ser el resultado de la falta de competencia en el sector y de actuaciones oligopólicas de las empresas establecidas. Esta hipótesis descansa en que el mercado de generación ha estado concentrado en el SIC en tres principales actores que controlan el 75% de la capacidad instalada de generación y el 90% del mercado de contratos. En el SING la situación es similar.

Otro elemento que ha sido cuestionado desde que se privatizara la gran empresa estatal Endesa, y se formalizara el mercado competitivo de generación, es que con motivo de dicha privatización, se concentrara en esta empresa los principales derechos de agua para aprovechamiento hidroeléctrico, reservando en forma importante una tecnología de generación al principal actor del sistema. El análisis de estos temas, en general, el tema de la competencia en el mercado de generación, se aborda en este capítulo; y la Comisión realiza varias propuestas, tanto en el ámbito regulatorio como institucional.

## 4.3 Diagnóstico General



Resulta conveniente analizar las condiciones del mercado que condujeron al alza de los precios dividiéndolas en temas de corto plazo y temas de más largo plazo o cuasi- permanentes y que están relacionadas con la estructura industrial del sector.

El análisis de corto plazo se centra en el período que media desde que comenzó la incertidumbre sobre la continuidad del suministro de gas argentino. En este período se conjugaron diversas circunstancias que elevaron los costos futuros de la energía. Primero, la incertidumbre respecto a cuál sería la fuente de energía de base del sistema retrasó las inversiones en centrales de base por un período de dos a tres años. En efecto, la incertidumbre fue peor para el sistema que si se hubiera sabido de inmediato que el gas dejaría de fluir en forma permanente. Conviene destacar que el desarrollo de la hidroelectricidad se ha visto limitado por la oposición medioambiental, y su crecimiento ha sido menor.

A partir del año 2006 se decidió la instalación de una capacidad importante en centrales termoeléctricas a carbón, tanto en el SIC como en el SING. A esto se sumó el retraso de la puesta en servicio de algunas centrales a carbón, principalmente como consecuencia del terremoto de 2010 y por judicialización de sus procesos de autorización. Por último, retrasos en la construcción de líneas del primer proceso de planificación de transmisión troncal del 2006 (e incluso esas ampliaciones eran limitadas) han restringido las inyecciones de centrales eficientes<sup>7</sup>. Esta combinación de circunstancias ha implicado que las plantas de punta operan

más a menudo de lo que sería eficiente en un sistema adaptado y como los precios del petróleo y el gas natural son altos, se puede explicar la mayor parte de los elevados precios de la energía en el período 2005-presente.

En segundo lugar y más relevante para el largo plazo, esta Comisión estima que existen limitaciones a la entrada de nuevas inversiones que podría resultar en precios de la energía más elevados que los de competencia en el largo plazo, como se vio en el Capítulo 3, en el análisis de escenarios con postergación en la entrada de las centrales de generación. Este efecto tiene una magnitud menor en relación a los problemas anteriores, pero si se mantienen las condiciones actuales persistirá en el tiempo<sup>8</sup>.

Entre las causas que limitan la entrada se encuentran los obstáculos que enfrentan los nuevos proyectos de generación (especialmente de energía de base), tales como la oposición ciudadana a nuevos proyectos de infraestructura de generación y transmisión, y el lento proceso de aprobación medioambiental. Asimismo, los proyectos de transmisión enfrentan las deficiencias del actual proceso de constitución de servidumbres, que retrasa y encarece el proceso constructivo. Al estar limitada la capacidad de transmisión, las empresas que desean invertir enfrentan la posibilidad de no poder evacuar su energía, lo cual eleva los riesgos de los proyectos.

Segundo, existen una serie de deficiencias en la normativa actual que elevan los riesgos para los entrantes en detrimento de las empresas establecidas, lo cual tiende a precaver la entrada de competencia al mercado. En particular, el exagerado retraso en la reglamentación de las Leyes cortas I y II (alrededor de 10 reglamentos están esperando su tramitación desde 2005) significa que los inversionistas entrantes enfrentan mucha incertidumbre sobre los costos de operar en el sistema. Un ejemplo reciente son los comportamientos de las empresas más importantes que buscaron hacer recaer costos sistémicos sobre las empresas menores, como ocurrió en el caso de la Central Campanario<sup>9</sup>.

Tercero, se ha criticado la supuesta excesiva concentración de derechos de agua no consuntivos. De acuerdo a esa hipótesis, debido a su característica de ser un sistema de despacho administrado, las posibilidades de ejercer poder de mercado se efectuarían principalmente

---

*7 Esto también es una consecuencia de la incertidumbre sobre el suministro de gas argentino. Si el suministro retornaba, no sería necesario ampliar demasiado el sistema troncal, pues las centrales a gas se podían instalar cerca de los centros de consumo. Por lo tanto, ante la incertidumbre, el plan de expansión adoptó una solución intermedia, con una expansión de la capacidad limitada.*

*8 Cabe notar que la falta de competencia actúa limitando las inversiones en generación de base por debajo de los que sería óptimo, y no actúa, como en otros países, en el mercado de despacho.*

*9 Ante la cesación de pagos por Central Campanario, las grandes empresas acordaron intercambios mutuos de energías deficitarias y excedentarias, asegurándose así los correspondientes pagos entre ellas. Esto implicó que las pequeñas empresas quedaron soportando las deudas no pagas de Campanario y los riesgos asociados.*

retrasando inversiones en centrales hidroeléctricas, ya que éstas reducen el costo de la energía de base; así las centrales hidroeléctricas ya existentes obtendrían rentas extraordinarias.

La siguiente tabla explicita la distribución de los derechos de agua no consuntivos, que están distribuidos entre varios actores, con tres de ellos controlando un 70%, en términos de MWs, de los derechos, constituidos y no explotados.

TABLA29 DERECHOS DE AGUA POR EMPRESAS (FUENTE: ENDESA)

Empresa	En Explotación				Constituidos No Explotados				TOTAL			
	Caudal (m3/s)	%	Potencia (MW)	%	Caudal (m3/s)	%	Potencia (MW)	%	Caudal (m3/s)	%	Potencia (MW)	%
Endesa	1.937	50%	3.452	61%	2.743	18%	3.120	23%	4.680	25%	6.572	35%
Hidroaysén	0	0%	0	0%	3.032	20%	2.750	21%	3.032	16%	2.750	15%
Gener	79	2%	271	5%	1.262	8%	1.517	11%	1.340	7%	1.788	9%
Colbún	958	25%	1.051	19%	2.102	14%	1.034	8%	3.060	16%	2.085	11%
Xstrata	0	0%	0	0%	442	3%	1.014	8%	442	2%	1.014	5%
SNPower + Pacific Hydro	134	3%	321	6%	341	2%	832	6%	475	3%	1.153	6%
Isidoro Quiroga	0	0%	0	0%	918	6%	726	5%	918	5%	726	4%
CGE	82	2%	124	2%	382	3%	383	3%	464	2%	507	3%
Pilmaiquén	0	0%	0	0%	698	5%	169	1%	698	4%	169	1%
Pullinque-Pilmaiquén	200	5%	87	2%	113	1%	25	0%	313	2%	112	1%
Otros	504	13%	321	6%	2.874	19%	1.736	13%	3.378	18%	2.057	11%
<b>TOTAL</b>	<b>3.893</b>	<b>100%</b>	<b>5.627</b>	<b>100%</b>	<b>14.906</b>	<b>100%</b>	<b>13.306</b>	<b>100%</b>	<b>18.800</b>	<b>100%</b>	<b>18.933</b>	<b>100%</b>

La supervisión sobre el eventual poder de mercado que pudiera ejercerse por los propietarios de derechos de agua es responsabilidad de la institucionalidad de libre competencia del país.

Cuarto, el mercado de contratos de largo plazo ha estado concentrado principalmente en tres actores, tanto en el SIC y en el SING, con oportunidades limitadas al ingreso de nuevos inversionistas. Cabe sin embargo destacar que en años recientes se han incorporado pequeñas y medianas empresas de generación, con una capacidad total de unos 2000 MW, aunque sin alterar significativamente la concentración indicada. El desarrollo de un esquema de licitaciones de contratos, a partir de la Ley Corta II, ofrecía oportunidades para el ingreso de nuevos grandes actores, pero no se han logrado tales objetivos por debilidades en su aplicación.

Quinto, aunque el efecto en precios debería ser relativamente menor, la incapacidad y falta de independencia de los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC) para fiscalizar efectivamente a los generadores (su capacidad efectiva de despacho continuo en el caso de las centrales de punta) o las mantenciones no programadas de las centrales de base podrían tener efectos anticompetitivos. En el primer caso, pues reducen el pago de potencia de centrales que efectivamente pueden aportar potencia, lo que reduce los incentivos a entrar al mercado y en el segundo, porque pueden elevar en el corto plazo los costos marginales de operación. Es por ende importante dotar a los CDECs de los recursos (infraestructura y humanos) e

independencia necesaria para observar, corregir y fiscalizar oportunamente la información y actuaciones que podrían incidir en la optimización del sistema en su conjunto y en la adecuada competencia en el sistema.

## 4.4 Propuestas

» La Comisión formula propuestas de ajustes a regulaciones y acciones facilitadoras de inversiones por parte del Estado, que se pueden agrupar en los siguientes ámbitos:

- Generación
- Ordenamiento territorial y compensaciones
- CDECs
- Reglamentación y permisos
- Transparencia
- Derechos de agua
- Transmisión
- Distribución
- Licitaciones de empresas distribuidoras
- Tarifación de la distribución

Si bien la Comisión analizó las condiciones de concentración e integración vertical generación-distribución, no consideró necesario realizar propuestas en ese ámbito, ello por cuanto concentración e integración vertical no implican necesariamente ejercer poder de mercado y el país tiene la institucionalidad suficiente, a través del Tribunal de la Libre Competencia, para detectar y fiscalizar el mercado y los negocios entre empresas relacionadas, integradas horizontal o verticalmente.

## 4.5 Generación

» Es en el desarrollo competitivo de la actividad de generación y la búsqueda por los competidores de tecnologías de generación que sean sustentables, competitivas y seguras, donde se centra el marco regulatorio del mercado eléctrico chileno. Resulta indispensable levantar las barreras de entrada a nuevos proyectos de generación, ya sea de los incumbentes o de nuevos competidores y de los sistemas de transmisión asociados. Para lograr esto se hacen a

continuación propuestas en materias de Ordenamiento territorial, CDECs, Reglamentación y Permisos y Derechos de agua.

#### 4.5.1 Ordenamiento Territorial y Compensaciones

Esta Comisión considera que el Estado debe buscar mecanismos para facilitar las inversiones en generación y transmisión eléctrica, manteniendo el concepto de un sector privado que toma las decisiones de inversión y localización.

En el caso de la generación termoeléctrica de base (carbón y gas natural), esta Comisión recomienda definir un ordenamiento territorial, con áreas vetadas a estas centrales, al tiempo que se definan otras zonas especialmente aptas para el posible desarrollo termoeléctrico, como ha sido el caso en otras industrias (i.e. las zonas aptas en la acuicultura); lo que no quede excluido se mantendría como potencialmente susceptible de desarrollo sujeto a las condiciones normales para otorgar los permisos. Esta propuesta también surge como parte del diagnóstico de necesidades de mejoras en la institucionalidad ambiental, tal como se presenta en el capítulo respectivo.

Para facilitar la instalación de centrales se debería considerar la posibilidad de venta de bienes nacionales, el otorgamiento de concesiones en bienes nacionales y facilitar el otorgamiento de permisos territoriales y ambientales, sin por ello relajar los estándares exigidos. El Estado debería definir las líneas de base y debería estudiar la posibilidad de una ventanilla única efectiva.

Una alternativa es que el Estado desarrolle y pre-apruebe proyectos térmicos en esas zonas (en el esquema considerado originalmente por Codelco en el proyecto Energía Minera) o compre proyectos a terceros y los licite y concesione, en un esquema similar al de las carreteras concesionadas.

Asimismo, se debería considerar esquemas de compensaciones asociadas a proyectos eléctricos. La Ley 19.300 introduce el concepto de compensaciones ambientales, que debe entenderse en el marco de la Ley como medidas que permiten compensar pérdidas ambientales, con medidas equivalentes de protección de recursos naturales, biodiversidad u otros de tipo ambiental. No obstante, en el marco de los procesos de evaluación ambiental, las comunidades y las empresas patrocinantes acuerdan otros tipos de compensaciones en beneficio de la comunidad local, para paliar impactos negativos de carácter social y/o económico. Esta se ha constituido en una práctica aceptada, y generalmente utilizada. Si bien la existencia de compensaciones

de tipo social es válida, en la práctica ocurre que los procesos de negociación son percibidos por algunos grupos como poco transparentes, y los agentes parte de la negociación son deslegitimados en su representatividad de los intereses del conjunto de los grupos afectados.

Una forma de resolver el problema es la regulación de las compensaciones socio-económicas asociadas a los proyectos. Una posible medida sería la introducción de una norma que defina que un porcentaje a definir de las utilidades de un proyecto sea asignada a través de la vida del proyecto a la o las municipalidades afectadas; y que el uso de dichos recursos deba ser determinado por las autoridades locales en consulta con un comité de representantes de los grupos directamente afectados por el proyecto.

Una propuesta en este sentido fue elaborada por el Ministerio de Energía el año 2008, y las actuales autoridades han venido evaluando el tema para definir una nueva política. El tema debería ser revisado en profundidad, dado que existen diversos aspectos que requieren profundización, entre otros los siguientes.

- La compatibilidad de una contribución de este tipo en el orden tributario actual
- La pertinencia de aplicar un esquema como éste sólo a un sector de la economía que produce efectos ambientales y socio-económicos a nivel local.
- La definición de si se trataría de una contribución descontable de impuesto a la renta.

#### 4.5.2 Reglamentación y Permisos

Uno de los aspectos que impide la entrada de nuevos actores al mercado es la ausencia de los reglamentos que especifican detalles de la operación del sistema, que hasta ahora se regulan por reglas consuetudinarias no escritas y por lo tanto riesgosas pasa un entrante. Por ello es esencial que el Ministerio de Energía desarrolle la reglamentación completa de las leyes eléctricas y apruebe los manuales técnicos de la operación de los CDECs y que en el futuro no se produzcan rezagos importantes entre la promulgación de una ley y la aprobación de la reglamentación asociada.

En cuanto a los procesos de aprobación medioambiental, esta Comisión recomienda estandarizar los estudios y evaluaciones de impacto ambiental, con el objeto de reducir la incertidumbre en los procesos. Al menos en el caso de las centrales hidroeléctricas, es necesario disponer de un manual que explicita claramente las normas aplicables a estos desarrollos y el

procedimiento detallado de aprobación. Detalles al respecto se pueden encontrar en el capítulo de análisis de la institucionalidad ambiental.

### 4.5.3 Transparencia

El acceso a la información del mercado y la transparencia de las actividades regulatorias son fundamentales en el sistema eléctrico chileno. En un esquema competitivo de generación eléctrica el acceso a la información del mercado por parte de los inversionistas que compiten es de suma importancia, lo que cobra especial relevancia para los nuevos entrantes. La transparencia de la información de la operación que maneja y administra el CDEC es también muy relevante. Por otra parte, es muy relevante la transparencia y entrega oportuna de información en la tarificación de actividades monopólicas de transmisión y distribución. Esta Comisión recomienda que se planteen objetivos centrales de información y transparencia en el mercado, como obligación para los organismos relevantes del sector (Ministerio de Energía, CNE, SEC, CDEC y Panel de Expertos). Se recomienda específicamente que se haga público el inicio y término de los contratos con grandes clientes finales, con montos de potencia y energía comprometida.

### 4.5.4 CDECS

Los CDECs constituyen un elemento central dentro del mercado eléctrico chileno, ya que ellos son los que garantizan la operación segura y a mínimo costo, determinan los costos marginales de energía y definen las transferencias económicas entre agentes, entre otras actividades de gran relevancia para el desarrollo del sector<sup>10</sup>. Su funcionamiento acorde a las exigencias de la normativa y del mercado en general, requiere de directivos y personal altamente calificados e independientes, de modo que su actuación esté comprometida con los objetivos de la institución y no persistan conflictos de interés que puedan afectar sus decisiones.

Los CDECs han mostrado diversas debilidades en el cumplimiento de su rol, tanto en su rol supervisor, como en la adecuada operación y control de la seguridad del sistema. En el ámbito de la supervisión, se identifica faltas de una adecuada fiscalización a los agentes participantes, eventuales oportunidades de comportamientos oportunistas y juegos oligopólicos por parte de los agentes, falta de transparencia ante futuros participantes del mercado y la sociedad

---

<sup>10</sup> i. Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico; ii. Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico y iii. Garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión.

en su conjunto. Por ello ha cobrado fuerza la idea de revisar y reformar la figura legal que los rige, su estructura y funciones y considerar darle una mayor independencia y capacidad de fiscalización, según recomendara la Agencia Internacional de Energía el 2009.

#### 4.5.4.1 Condiciones Específicas

Hay diversas condiciones que llevan a la necesidad de repensar el CDEC, de modo que pueda efectivamente responder a las exigencias futuras:

- La creciente complejidad de los sistemas eléctricos.
- La creciente demanda por seguridad y confiabilidad.
- La mayor transparencia exigida a todos los organismos que cumplen funciones de interés público.
- La tensión que existe entre la función pública que cumplen los CDEC y los intereses individuales de sus miembros, que buscan maximizar sus utilidades y minimizar los costos de coordinación (conflictos de interés).
- La necesidad de que los agentes del sistema participen en las responsabilidades que establece la Ley.
- La repetición en la última década y en los últimos dos años de fallas extensas y apagones totales en el sistema eléctrico.
- El aumento en las funciones y tareas específicas que las reformas legales (Leyes Cortas y otras) han dispuesto para los CDEC.

#### 4.5.4.2 CDEC como Corporación de Derecho Privado

Esta Comisión recomienda la creación de un CDEC independiente como Corporación de derecho privado, sin fines de lucro, que realiza una función de servicio público, con las siguientes características:

- Organismo coordinador y operador.
- Con patrimonio propio, aportado por todos los miembros fundadores (todas las empresas coordinadas).
- Regido por un Consejo Directivo compuesto por expertos independientes con

responsabilidades individuales limitadas por la ley y coherentes con las atribuciones específicas<sup>11</sup>.

- Administrado por un Director Ejecutivo responsable legalmente del organismo, con responsabilidades individuales limitadas en concordancia con las atribuciones.

#### 4.5.4.3 Funciones, Atribuciones y Responsabilidades.

Se plantea establecer que el CDEC cumpla y sea definido como una entidad que cumple una función de servicio público. Sus objetivos generales no cambiarían, pero sí se detallarían para incluir explícitamente:

- Identificar permanentemente los instrumentos necesarios de supervisión y control del sistema para garantizar la calidad de servicio.
- Instruir a las empresas coordinadas de las inversiones requeridas para cumplir las obligaciones legales.
- Elaborar y proponer la reglamentación requerida para el cumplimiento de sus funciones. Promover ante los organismos competentes la dictación de las modificaciones legales y reglamentarias necesarias para el cumplimiento de las funciones legales del CDEC.
- Identificar y realizar permanentemente los estudios necesarios para posibilitar en cumplimiento de sus funciones.
- Informar a la SEC y a la CNE de los estudios, diagnósticos y exigencias a los miembros coordinados en materia de seguridad y confiabilidad del sistema y del suministro.
- Desarrollar y proponer la reglamentación completa de las leyes eléctricas en materia de la operación del sistema eléctrico y de los CDECs.

También se debiera considerar ampliar algunas funciones tales como:

- Planificación permanente de la transmisión como se propone más adelante.

---

<sup>11</sup> Estos podrían ser elegidos por los fundadores y el Ministerio de Energía (por ejemplo por un concurso público). Es importante crear los mecanismos para evitar la captura de los directores por parte de los agentes.

- Recolección de información del mercado y la competencia a entregar a las autoridades reguladoras del sector.

#### 4.5.5 Derechos de Agua

El régimen normativo que regula los derechos de agua no consuntivos tiene especial importancia para la competencia en el sector eléctrico por la significativa participación de la hidroelectricidad en la matriz de generación, especialmente en el SIC, y por ser ésta la principal fuente doméstica que actualmente se dispone para expandir la capacidad instalada. Dicho régimen entrega en propiedad el derecho de aprovechamiento de los recursos a quienes lo solicitan (salvo que haya más de una solicitud, en cuyo caso el Estado efectúa una licitación) sin mayores exigencias o cargos, pero establece un pago de una patente creciente en el tiempo en el caso que el derecho no se explote, de modo de desincentivar la acumulación de derechos inutilizados y favorecer su restitución a la Dirección General de Aguas.

A la fecha y desde el 2007, los pagos de patentes por no uso no se han demostrado un aliciente en un mayor aprovechamiento de dichos derechos o en la venta de ellos. El no aprovechamiento de derechos de agua por 300 MW en zona cordillerana en zona central sur implica a la fecha una patente por aproximadamente 700 mil dólares anuales, lo que es un valor menor en relación al potencial de generación de ingresos futuros de ese recurso. Esta situación podría cambiar al duplicarse estas patentes a partir del 2012 y cuadruplicarse a partir del 2017. Las regiones de Aysén y Magallanes tienen un tratamiento excepcional, con valores menores por no pago, y las fechas indicadas tienen un retardo de aplicación de 7 años.

Esta Comisión reconoce que la norma actual, especialmente con la duplicación y cuadruplicación de patentes que debería aplicarse en años venideros, debería desalentar la acumulación de derechos con el propósito de limitar la entrada de nuevos competidores o la acumulación especulativa.

Independientemente de lo anterior, la Comisión identifica algunos ámbitos de mejoras:

- La responsabilidad de administración de los derechos de agua descansa en la Dirección General de Aguas, donde se percibe una serie de limitaciones en términos de transparencia de información, agilidad de los procesos de otorgamiento de permisos y autorización, capacidad de fiscalización, temas que también son tratados en el capítulo ambiental. Por otra parte, los espacios de discrecionalidad actual generan incertidumbre en las inversiones.
- Esta Comisión no advierte la racionalidad económica de la actual diferenciación de

valores de las patentes por no uso entre distintas regiones del país, así como la lógica de los regímenes de exenciones.

- El régimen exento de tributos por uso del recurso hídrico contrasta con el régimen vigente en Chile para otros recursos naturales. En el caso de los derechos de agua consuntivos con fines agrícolas, existe un tributo implícito de afectación local por la vía de las contribuciones diferenciadas sobre terrenos agrícolas con riego. Esto no es el caso de los derechos no consuntivos.
- La normativa genera incentivos a explotar el derecho en forma ineficiente, y eventualmente se podría incluso simular su uso o transferir el derecho con el sólo propósito de evadir o reducir el pago progresivo de la patente

En base a lo anterior, la Comisión estima conveniente que,

- Se fortalezca el actuar de la Dirección General de Aguas, como organismo central en el buen uso económico y social del recurso agua del país, superando las falencias indicadas.
- Se elimine las diferencias en el valor de las patentes por no uso entre regiones del país, llevándolos a un valor común que disuada la acumulación de derechos que permanecerán sin uso.
- Dado que aumentarán las patentes por no uso, se fiscalice estrictamente la evasión del pago.
- Se estudie la revisión del estatus tributario de los derechos de agua no consuntivos.

Esta Comisión estima que estas medidas ayudarían a conciliar el desarrollo eficiente del sector eléctrico, con la protección del medio ambiente, la reducción de barreras de entrada a la actividad de generación y la asignación más equitativa de los beneficios asociados a la explotación de los recursos hídricos.

#### 4.5.6 Potenciar El el mercado Spot

Dado que el mercado spot juega un rol fundamental en la concepción del sistema tarifario chileno, es deseable que este mercado tenga el menor riesgo posible, para lo cual se considera apropiado que en caso de falta de pago en él, se disponga de algún esquema de garantías en

apropiado que en caso de falta de pago en él, se disponga de algún esquema de garantías en tanto se resuelve la situación, previendo sin embargo que dicho esquema no se preste para estrategias oportunistas que conduzcan a mayores riesgos sistémicos.

También es deseable que los clientes libres tengan acceso a este mercado, de modo que puedan disponer siempre de la opción de comprar en el mercado spot si no llegan a acuerdo con un generador. Esto favorecerá una negociación más equitativa ya que los clientes libres podrían contratar parte de la energía y comprar el resto en el mercado spot, o bien comprar spot mientras licitan su suministro a largo plazo con tiempo suficiente entre la licitación y el inicio del suministro de manera de que exista competencia entre los oferentes a la licitación.

#### 4.5.7 Acceso a terminales de GNL

La Comisión considera que el correcto acceso al uso de los terminales de GNL de Mejillones y Quintero contribuye a la competitividad del mercado eléctrico. En este contexto, recomienda que se establezcan condiciones explícitas para posibilitar tal acceso por parte de terceros, de modo que puedan importar GNL en forma independiente, pero respetando los derechos de los propietarios de dichos terminales, la equidad en términos de los costos, obligaciones y riesgos tomados por las partes, y la necesaria coordinación para el uso eficiente de las instalaciones. La autoridad puede liderar la búsqueda de acuerdos en este sentido, tendientes a establecer normas objetivas y transparentes.

Sin perjuicio de lo anterior, cabe señalar que corresponde a la Fiscalía Nacional Económica y al Tribunal de Defensa de la Libre Competencia cautelar que se preserve el comportamiento competitivo de los terminales de GNL en su carácter de facilidades esenciales.

## 4.6 Transmisión

» En un mercado competitivo de generación, como lo considera el modelo de desarrollo eléctrico aplicado en Chile, el acceso abierto al uso compartido de los sistemas de transmisión y el tener sistemas de transmisión de capacidad suficiente, es uno de los pilares fundamentales de la competencia en generación.

Con miras a dicho objetivo, la Ley Corta I tuvo por finalidad resolver diversos aspectos que

dificultaban el desarrollo de la transmisión, estableciendo un sistema troncal planificado en forma centralizada, con participación de todos los agentes, incluido el ente regulador, mediante los Estudios de Transmisión Troncal (ETT) realizados cada 4 años. En este nuevo esquema, las instalaciones troncales existentes a la fecha de entrada en funciones de esta ley, así como sus ampliaciones o modificaciones, se remuneran a su valor de inversión a nuevo. A su vez, las expansiones planificadas de nuevas obras troncales se desarrollan en condiciones de competencia entre transmisores, nuevos o existentes.

La mencionada ley reguló, también con régimen de acceso abierto, a las instalaciones de carácter transversal o regional, denominadas de subtransmisión, aplicándoles un esquema de tarifas económicas que suponen eficiencia en su operación y expansión; finalmente, en el caso de instalaciones dedicadas para conectar al sistema troncal centrales generadoras o grandes consumos, la ley estableció el acceso abierto en el caso que se desarrollaren en terrenos de uso público o se hubieren establecido mediante concesión eléctrica con servidumbres de paso impuestas.

Consecuente con el marco brevemente descrito, esta Comisión ha concordado que en la actual ley eléctrica, con las modificaciones introducidas por la Ley Corta I, existen las condiciones para que los sistemas de transmisión en Chile tengan las características de una carretera eléctrica pública, esto es, sistemas de acceso abierto para todos los generadores y consumidores participantes del mercado eléctrico, pagando una tarifa que refleja condiciones económicas del costo de dichos sistemas.

Sin embargo, por diversas causas que se analizan a continuación, el sistema de transmisión del SIC ha mostrado congestiones e inseguridades que están poniendo en riesgo el suministro de la demanda y dificultan el desarrollo de nuevas centrales generadoras; esto amerita que se adopten acciones correctivas.

Además, se ha identificado como una de las barreras de entrada para una mayor competencia en generación el limitado y lento desarrollo y acceso a un sistema de transmisión robusto, tanto en su dimensión longitudinal como transversal, esto es transmisión troncal, subtransmisión y sistemas adicionales.

#### 4.6.1 Condiciones Específicas de la Transmisión

El sistema troncal de transmisión del Sistema Interconectado Central SIC ha estado afecto

a restricciones que ponen en riesgo el abastecimiento de los consumos de la Región Metropolitana y en ciertas circunstancias, de la zona norte del país. Estas restricciones se han traducido en congestiones con desacople de precios entre nodos, producto de la insuficiente capacidad para transmitir excedentes de bajo precio a zonas en que la energía es más cara. Ellas tienen las siguientes explicaciones:

- Escenario con que se hizo el ETT del 2006, que consideró escenarios de generación de pre crisis del gas argentino, basados en ciclos combinados ubicados la zona de mayor consumo del SIC y consecuentemente poco demandantes de transmisión.
- Atrasos en la concreción de los proyectos de transmisión, tanto de obras nuevas licitadas de manera abierta a cualquier participante, como de obras de ampliación de instalaciones existentes ejecutadas por algún transmisor existente.

Las obras de expansión del sistema troncal del SIC que se encuentran en ejecución debieran ir solucionando paulatinamente las actuales congestiones. Sin embargo las expansiones más importantes están actualmente siendo licitadas y su entrada en servicio está prevista recién a mediados del año 2017, debido a los tiempos que están demandando las autorizaciones ambientales y la concreción de las concesiones. En esa fecha el sistema troncal debiera quedar con capacidad de transmisión con holgura suficiente para conectar las centrales generadoras y los consumos previstos. Igualmente, en el ETT 2010 se identificaron proyectos a ser iniciados en el cuatrienio 2011-2014 y que permitirían tener holguras para absorber el crecimiento de la demanda y la conexión de nuevas centrales. Sin embargo, hay críticas que plantean que el esquema actual de expansión de la transmisión no incorpora la suficiente información del desarrollo futuro de la oferta y sus incertidumbres, no integrando adecuadamente el potencial disponible de generación. Asimismo, se plantea que las bases de licitación no limitan adecuadamente los riesgos asociados a la tramitación de permisos ambientales y servidumbres, lo cual pone en duda si los proyectos pondrán concretarse en los plazos previstos.

Por otra parte, en los últimos dos años el sistema troncal del SIC ha mostrado una baja notable de confiabilidad, debido a fallas con desmembramiento parcial o total (apagón) que ha experimentado el SIC en el 2010 (2 episodios) y recientemente en el 2011. Se estima que esta baja confiabilidad no se debe necesariamente a falta de capacidad de transmisión, sino a fallas en los sistemas de control y protección del sistema de transmisión y a la ausencia de esquemas inteligentes acorde con el estado del arte en la materia para el control de contingencias severas.

Aun cuando con la materialización de las expansiones actualmente en construcción o en proceso de licitación debería producirse una mejora sustancial, es urgente incrementar la confiabilidad del sistema de transmisión, mejorando su capacidad de respuesta a contingencias severas, a través de agregarle inteligencia para el control de las fallas, de modo de evitar que éstas produzcan desmembramientos o apagones. Para esto deben arbitrarse las medidas dispuestas al respecto en la norma técnica de calidad y seguridad de servicio, existiendo estudios de implementación ya efectuados por el CDEC-SIC.

Entre las dificultades que enfrenta el desarrollo de la transmisión cabe citar a las siguientes:

- Dificultades en la obtención de permisos ambientales y de concesiones para establecer servidumbres de paso, lo que está llevando a plazos totales de materialización de los proyectos de hasta 6 años desde la decisión de su incorporación, en circunstancia que anteriormente estos plazos no excedían de 3 años.
- Creciente oposición ciudadana a desarrollos de infraestructura de transmisión.
- Tendencia en el ETT del año 2006 al uso de criterios establecidos en la práctica metodológica tradicional del sector eléctrico, que tiende a la minimización del costo total de inversión y operación del sistema, lo cual tiene como consecuencia mantener relativamente ajustada las holguras de la transmisión. No obstante lo anterior, en el ETT realizado el año 2010 se incluyeron criterios de planificación bajo incertidumbre, los que permitieron efectuar recomendaciones de ampliaciones muy significativas en 500kV del sistema troncal del SIC y de 220kV en el SING.
- Las revisiones anuales del programa de expansión troncal, que realizan los CDEC, introducen demoras en la decisión de iniciar ampliaciones o nuevas obras de transmisión, cuando ello se requiere por conexión de nuevas centrales o incrementos significativos de consumo.
- Dificultad creciente para establecer líneas de conexión (“transmisión adicional”) que permiten conectar proyectos de generación medianos y pequeños al sistema troncal, lo cual está frenando fuertemente el ritmo de desarrollo posible de los recursos naturales ubicados lejos del trazado del sistema troncal, tanto de tamaño pequeño como mediano, como son la mayor parte de los recursos hidroeléctricos y geotérmicos que están ubicados en zonas de cordillera.

Las propuestas que esta Comisión recomienda implementar en relación con el desarrollo de los sistemas de transmisión, explicitadas a continuación, van orientadas a lograr plazos cortos

de materialización de los proyectos de transmisión, desde su concepción hasta su puesta en servicio, compatibles con los tiempos de ejecución de los proyectos de generación o de grandes instalaciones de consumo, que demandan por capacidad suficiente de transmisión. Estas expansiones ágiles de los sistemas de transmisión permitirán mantener las holguras necesarias para atender incrementos bruscos de demanda de transmisión, sea por nueva generación o nuevos consumos no previstos.

#### **4.6.2 Incrementar la confiabilidad**

Esta Comisión recomienda implementar a la brevedad en el SIC las medidas de defensa contra contingencias extremas, previstas en la Norma Técnica de Calidad y Seguridad de Servicio (NTCSS). Estas medidas consisten en la instalación de elementos de control que evitan la ocurrencia de desmembramiento total del SIC ante la ocurrencia de fallas de gran magnitud.

#### **4.6.3 Agilizar la tramitación de los Proyectos de Transmisión**

Esta Comisión recomienda implementar las modificaciones legales y regulatorias que permitan una tramitación ágil de las concesiones y servidumbres requeridas para la materialización de líneas de transmisión. Esta Comisión recomienda acelerar la tramitación del proyecto de ley elaborado por el Ministerio de Energía y que actualmente estudia el Congreso Nacional.

#### **4.6.4 Creación de Franjas de Servidumbre – Carretera Eléctrica**

Esta Comisión recomienda que, en su rol subsidiario, el Estado busque mecanismos de facilitación del desarrollo en el tiempo de redes longitudinales y transversales, a través de la creación de franjas de servidumbre concesionadas por el Estado (en un esquema de concesiones eléctricas similar al de concesiones de carreteras, pero reemplazando el concepto de expropiación por el de servidumbre), con líneas base previamente aprobadas. El costo de estas franjas de servidumbre sería incorporado en cada proyecto de transmisión que se licite, de manera que sea en definitiva pagado por los usuarios de las correspondientes líneas.

#### 4.6.5 Planificación permanente de la Transmisión

Esta Comisión recomienda que en el marco de las reformas propuestas en la constitución y rol de los CDEC, éstos se constituyan en una instancia de planificación permanente de la transmisión troncal, más allá de la revisión anual contemplada en la regulación vigente y como complemento de los estudios de transmisión cada 4 años. La creación de una Dirección de Planificación de la transmisión en estos organismos contribuiría a agilizar los procesos.

#### 4.6.6 Expansión Troncal Robusta

Esta Comisión recomienda desarrollar una expansión troncal robusta a través de los futuros Estudios de Transmisión Troncal, incrementando el número de escenarios estudiados, considerando mayores incertidumbres y opciones de generación, enfatizando la confiabilidad del sistema y las posibles situaciones críticas e integrando desarrollos de generación en el ámbito de la subtransmisión. Se propone aplicar criterios de análisis de riesgo en las decisiones.

#### 4.6.7 Corredores de Interés Público

##### **Longitudinales:**

Esta Comisión recomienda desarrollar corredores longitudinales de interés público vía inversión anticipada en líneas con holguras para acomodar futuros entrantes, con franjas de servidumbres facilitadas por el Estado. Esto puede ser evaluado a través de los estudios de expansión troncal, considerando las ventajas de inversiones anticipadas que acomoden nuevos proyectos de generación en el largo plazo. Las holguras puedan ser remuneradas transitoriamente por los usuarios finales, traspasados los pagos a generadores en la medida que se incorporen esos nuevos proyectos, o bien por futuros generadores que tengan decidida la incorporación de sus centrales y requieran reservar la capacidad de transmisión correspondiente. El objetivo es aprovechar economías de escala y reducción de necesidades de servidumbres de grandes corredores de transmisión, facilitando una mayor competencia en el mercado mayorista. Lo anterior debe desarrollarse en coherencia con la creación de franjas de servidumbre por el Estado.

##### **Transversales:**

Esta Comisión recomienda desarrollar corredores transversales de inyección conjunta de

generadores renovables (por ej. varias mini centrales hidroeléctricas en cuencas, presentes y futuras), con holguras para acomodar futuros entrantes y eventuales subsidios temporales del Estado. El objetivo es considerar las ventajas de inversiones anticipadas que acomoden nuevos proyectos de generación renovable en el largo plazo, y que puedan ser remuneradas transitoriamente por los usuarios finales y/o por el Estado, tras pasados los pagos a generadores en la medida que se incorporen esos nuevos proyectos. Esto permite la entrada al mercado de pequeños generadores que de otro modo no pueden conectarse al sistema de transmisión, incrementando la competencia.

#### 4.6.8 Interconexión SIC-SING

La legislación actual prevé el desarrollo de interconexión entre sistemas eléctricos como el SIC y el SING sobre la base de proyectos gestados por los agentes privados, en procesos de negociación abierta a la entrada de todos los interesados en participar. No obstante, pueden existir beneficios desde el punto de vista del país en su conjunto que no sean percibidos por dichos agentes. En este sentido, esta Comisión considera conveniente que el regulador realice los estudios necesarios para determinar si los beneficios sociales superan o no a los costos de dicha interconexión.

Cabe destacar que los estudios deben incluir el diseño de un sistema de retribución de la interconexión que refleje adecuadamente la distribución de los beneficios de dicha interconexión para los agentes del mercado interconectado. Bajo las normas actuales que rigen para la interconexión un proyecto de este tipo puede no ser privadamente rentable, aunque socialmente pueda serlo, de modo que, de ser conveniente, la normativa deberá ser ajustada para viabilizar el proyecto.

En el capítulo de escenarios se ilustra el efecto que tendría la interconexión en el mercado eléctrico, pero sin un balance de costos y beneficios.

#### 4.6.9 Interconexiones Internacionales

Esta Comisión considera que el Estado chileno debe evaluar frecuentemente el desarrollo de posibles interconexiones energéticas y/o eléctricas con sistemas de países vecinos, con los estudios necesarios para determinar si los beneficios sociales superan o no a los costos de

dichas interconexiones, y dimensionando adecuadamente los riesgos de eventuales dependencias energéticas o reducciones de la diversificación de la matriz.

El ámbito geográfico relevante de integración eléctrica para Chile abarca toda la zona desde Colombia al sur, teniendo como marco de largo plazo la posibilidad de un sistema de transmisión de gran volumen de transferencia que conecte puntos relevantes de cada país y posibilite el intercambio eficiente de electricidad. Para el mediano plazo, se estima que los países avanzarán en acuerdos e interconexiones binacionales constituyendo marcos regulatorios y comerciales que respeten los conceptos del marco general. Especial énfasis se asigna a los mecanismos de protección de inversiones, los que en la medida que maduren y se muestren efectivos, respaldarán iniciativas cada vez más grandes. La exploración de las oportunidades de integración eléctrica del país debe aprovechar las diversas iniciativas políticas que existen a nivel regional multilateral, que promueven la integración energética en la región, a saber: Mercosur, Unasur, Alianza del Pacífico, CAN, Iniciativa de Integración Eléctrica Andina.

Estudios indican que contar con interconexiones eléctricas con países vecinos, bajo ciertas condiciones, puede ser un aporte relevante para la seguridad del aprovisionamiento de energía del país y para el equilibrio de precios. Sin embargo, debe considerarse seriamente como evitar que una dependencia energética del país como importador comprometa la seguridad de abastecimiento en el largo plazo.

Desde un punto de vista estrictamente técnico, nada impide hoy en día pensar en avanzar con seriedad en el estudio de la factibilidad de interconexiones eléctricas de Chile con los países vecinos. Existen diversas posibilidades y puntos posibles de interconexión que han sido analizados de manera preliminar. La más evidente es completar la conexión entre Chile y Argentina en el norte (SING – SADI). Una segunda interconexión posible se prevé con el Perú, la que alternativamente puede ser de transferencia de gas.

Si bien, en los países vecinos existen de manera potencial los recursos energéticos, en forma de gas natural o fuentes hídricas, las que podrían destinarse a generación eléctrica exportable, no existe hoy la capacidad de generación ya instalada ni la de transmisión para ello. Por tanto, para materializar cualquier iniciativa se requeriría de inversiones relevantes en ambos segmentos. Una posibilidad alternativa, que debe mirarse con atención, es Bolivia, enfocada al desarrollo conjunto de proyectos geotérmicos que ya han sido estudiados y que podrían conectarse a Chile.

Cabe destacar que no existen acuerdos regulatorios, tratados ni protocolos (excepto con Argentina, aunque no es reconocido por ese país) al amparo de los cuales se pudieran construir y regular las eventuales interconexiones. No obstante, existiendo acuerdo político respecto de la naturaleza de la interconexión, esos instrumentos se pueden elaborar.

La alternativa de la interconexión eléctrica con países vecinos no sólo es técnicamente factible, sino que, desde el punto de vista económico y de seguridad también puede ser atractiva, incluyendo potencial para reducción del nivel de emisiones de gases efecto invernadero de nuestra matriz. Existen diversas alternativas técnicas que pueden entregar soluciones de interconexión con los sistemas eléctricos de los países vecinos.

En síntesis, existe un potencial relevante de complementariedad de recursos energéticos, ya medido en términos gruesos, existe la demanda, existe potencialmente la oferta, existe la tecnología necesaria para compatibilizar técnicamente los sistemas eléctricos, y existen los actores interesados en ambos lados de las fronteras, sobre la base de la conformación de precios atractivos para ambas partes.

Sin embargo, también es preciso mencionar los obstáculos existentes, que no son técnicos ni económicos, sino políticos, institucionales y regulatorios. De hecho, la principal barrera existente hoy día para avanzar en iniciativas de integración eléctrica, tiene que ver con la voluntad, la seguridad y la estabilidad regulatoria y política necesaria. La venta y la compra de energía eléctrica de un país a otro no es una exportación más, tiene componentes políticos y potenciales consecuencias económicas y sociales que es preciso no subvalorar. Esto se refiere, principalmente, a la necesidad de dimensionar los respaldos requeridos para mitigar los niveles de dependencia. En este sentido, una integración eléctrica en que Chile sea un importador en cantidades relevantes debe tener presente que el potencial exportador del país con el cual se interconecte puede esfumarse en el largo plazo, por motivos no necesariamente resultantes de la evolución natural de la oferta y la demanda del país exportador.

Una consecuencia económica-política que es necesario revisar es como enfrentar los eventuales aumentos de precios para los consumidores de los países exportadores a Chile o los aumentos significativos en sus huellas de carbono, que pueden ser factores críticos para esos países.

La situación y los recursos energéticos no son temas que sólo importen a la industria del sector, reguladores y economistas; son también temas prioritarios en las agendas políticas internas, en la mayor parte de los países, y lo es especialmente en los países vecinos respecto del gas natural; ello queda ilustrado por las definiciones asumidas sobre su uso “soberano”,

su “industrialización”, y la posibilidad y conveniencia, o no, de exportarlo convertido en energía eléctrica. Más aún, en algunos países se ha constituido en una variable de sus relaciones con Chile. En tal contexto se explica que a pesar que la interconexión eléctrica con Chile pudiera ser visto como un negocio más que interesante para países como Bolivia y Perú, hasta el momento, ninguno ha expresado con claridad su interés y disponibilidad de exportar gas o energía eléctrica a Chile, no al menos en un plazo acotado.

En tales condiciones, hay que tener presente que una interconexión energética exitosa y conveniente para ambas partes, puede ser un tremendo catalizador para la integración económica y el acercamiento político. Ello lleva a concluir que en el corto plazo, Chile debe considerar eventuales interconexiones energéticas en un volumen que signifique un respaldo para incrementar los niveles de seguridad, y eventualmente tener opciones de precios, pero que no impliquen comprometer la seguridad en el abastecimiento global del sistema.

En su participación en las iniciativas de integración energética que se desarrollen en la región, Chile debe expresar las prioridades del país, procurando establecer los criterios que en lo esencial animan a nuestra política pública al momento de hablar de integración energética, tanto a nivel regional como bilateral:

- La necesidad de apuntar a la conformación de mercados de la energía integrados, estables y transparentes;
- Que otorguen la posibilidad que las empresas energéticas compren y vendan energía, independientemente de su origen y destino, y sin que existan normas discriminatorias basadas en la nacionalidad de oferentes o consumidores;
- Acceso libre y no discriminatorio de consumidores y productores a las redes de transporte y distribución;
- Normas que regulen y posibiliten el libre tránsito por terceros países;
- Posibilidad de operar en mercado de corto y largo plazo;
- Adecuada reciprocidad entre los países para el tratamiento de la exportación e importación; tratamientos tributarios compatibles, uso de subsidios.
- Diseño de arreglos que sean robustos a comportamientos oportunistas de las partes. Eso pasa, usualmente, por esquemas de inversión y de provisión recíproca de servicios, de modo tal que la decisión de desconocer un acuerdo, tenga costos económicos

relevantes e inmediatos para la parte incumplidora, independientemente de los posteriores recursos legales, que son usualmente de lato conocimiento.

#### 4.6.10 Ampliaciones de Transmisión existente

Esta Comisión recomienda que la autoridad regulatoria supervise las licitaciones de ampliaciones de transmisión troncal por parte de transmisores existentes, resultantes de los ETT, de modo de asegurar soluciones adecuadas y para evitar su sobrevaloración. Ello hace necesario una participación del regulador en los procesos de licitación de obras.

#### 4.6.11 Área de influencia y proporción de Peajes

La definición del área de influencia común del sistema troncal, y la proporción de peajes inyección/retiro (hoy 80/20%), se realizó en un escenario de abundante gas natural argentino, sumado a una proyección de bajos precios de ese combustible. Esto permitía la localización de generación de desarrollo en base a tecnologías competitivas en áreas cercanas a los centros de consumo, y por lo tanto dicha repartición reflejaba la utilización económica de los sistemas de transmisión, como señal de localización en los peajes. Esta situación ha cambiado en forma importante, tanto por la modificación de los costos relativos y disponibilidad de las fuentes de energía, como por las crecientes dificultades para elegir la ubicación de las centrales, por razones ambientales, y por la distribución geográfica de los recursos renovables. Por ello, esta Comisión recomienda revisar el área de influencia común del sistema troncal y la proporción de peajes inyección/retiro, de modo de reflejar la actual situación de la localización de centrales de desarrollo de base y que, sin eliminar la señal de localización, aumente la participación de los beneficiarios directos de la mayor confiabilidad de sistemas más robustos de transmisión.

#### 4.6.12 Tasa de Descuento

Esta Comisión recomienda posibilitar la modificación de la tasa de descuento que se utiliza en el proceso de valorización de instalaciones existentes de transmisión y en la planificación de la expansión del sistema, de modo de considerar una tasa de mercado de largo plazo y

los niveles de riesgo del negocio, transmitiendo las señales adecuadas a los dueños de las instalaciones y a los que pagan por ellas. Plantear un esquema de aplicación paulatina, comenzando con el 10% actual y con evaluaciones del regulador cada cuatro años, la primera en el subsiguiente periodo tarifario, restringiendo el cambio en cada periodo, para no introducir demasiado riesgo para los inversionistas.

La metodología debe considerar las características de largo plazo de las inversiones, y el alto componente de capital de los proyectos. Por eso, las estadísticas de tasa libre de riesgo deben considerar varios años (cinco a diez), y el premio por riesgo evaluarse en base a las fluctuaciones de valor asociadas a la industria eléctrica regulada (transmisión y distribución).

## 4.7 Distribución

» Si bien la regulación de las empresas distribuidoras ha resultado en un adecuado desarrollo de las redes y la amplia cobertura de sus servicios, ha habido permanentes cuestionamientos del esquema tarifario de la distribución, la tasa de costo de capital con que se regulan las tarifas, la forma de dirimir divergencias entre los estudios tarifarios del regulador y de las empresas, la reducida competencia para el suministro a los clientes libres ubicados en la zona de concesión de las distribuidoras y, más recientemente, la falta de competencia y aumentos de precios en las licitaciones de contratos de largo plazo.

La Comisión realizó un diagnóstico de los problemas enfrentados en las licitaciones de las empresas distribuidoras, de la tarificación de la distribución y en el ámbito de la comercialización y hace propuestas en estas materias.

### 4.7.1 Licitaciones

El modelo regulatorio eléctrico chileno tuvo un cambio importante el año 2005, reemplazando un esquema centralizado en el que el Estado determinaba tarifas finales de generación para clientes regulados (vía la proyección de costos marginales de un sistema adaptado) por una solución de mercado. Se respondía así a un periodo de incertidumbre que se originara con los cortes de gas natural proveniente de Argentina, donde los inversionistas no tenían certeza de la evolución de esas tarifas, por la misma incertidumbre de si sería el gas natural o el carbón la tecnología que se estabilizaría en el mercado en el largo plazo. Una eventual inversión

en carbón, percibida como más segura, podía quedar sin remuneración suficiente de retornar el suministro de gas argentino abundante y barato.

Para enfrentar esto se definió un mecanismo de licitaciones de contratos de largo plazo de suministro eléctrico de las empresas distribuidoras (Ley Corta II), que obliga a estas últimas a contratarse a través de licitaciones públicas abiertas. Se pretendía así instaurar un mercado de ofertas de generación que asegurara el abastecimiento futuro, diera certezas a los inversionistas de sus ingresos futuros y, a través de la competencia, lograra las mejores tarifas posibles, dadas las restricciones.

#### 4.7.1.1 Resultados de las Licitaciones

El mecanismo de licitaciones logró su objetivo de reactivar las inversiones en el mercado eléctrico chileno al estabilizar los ingresos de generadores adjudicados. Sin embargo, ha preocupado la creciente falta de competencia en el proceso de licitaciones, con precios crecientes de subastas que se obligan a través de contratos de largo plazo, discriminación negativa de nuevos y/o pequeños participantes, ausencia de estímulos de distribuidoras a lograr contratos confiables y competitivos y el privilegio de estrategias comerciales de indexación de precios más que el control de riesgos de precios de combustibles.

Para poder comparar el desarrollo del proceso de licitaciones y su evolución de precios de largo plazo es importante despejar en los precios una condición de corto plazo que se produjo en las licitaciones del 2009, donde se permitió indexar los precios al costo marginal de corto plazo<sup>12</sup>. Para eliminar este efecto, la Tabla 30 ilustra el desarrollo del proceso y precios de energía indexados a Julio del 2012 (en Junio de ese año terminan las indexaciones a costos marginales).

Las primeras licitaciones del 2006, 2007 y 2008 entregan precios promedios (indexados a Julio 2012, manteniendo valores de CPI y combustibles del 1 de Octubre del 2011) de energía de 74,95US\$/MWh; 58,75US\$/MWh y 70,30 US\$/MWh respectivamente, mientras que las dos licitaciones del 2009 entregan precios promedios de largo plazo de 107,65US\$/MWh y 102,67 US\$/MWh. El crecimiento de precios es evidente. Sin embargo, cabe destacar que el promedio de precios de todos los procesos a la fecha es de 80,45 US\$/MWh, valor que resulta comparable con los costos de desarrollo de la tecnología de carbón que podría definir

---

*Las dos licitaciones del año 2009 tuvieron una cláusula especial de indexación para los años 2010 y 2011 que indexó los precios a costo marginal, los cuales a agosto 2011 fueron 166,14 y 162,46 US\$/MWh, respectivamente. Estos precios, que terminan en Junio del 2012, no pueden promediarse con los precios de las licitaciones anteriores, que son todos precios de largo plazo.*

el precio de energía de largo plazo del SIC. No obstante ello, la tendencia en las últimas licitaciones, con precios por sobre lo que es el consenso de proyecciones de costo de largo plazo resulta un hecho que no se puede ignorar y respecto del cual esta Comisión ha identificado causas y, correspondientemente, medidas a ser aplicadas.

TABLA 30: RESULTADO DE LAS LICITACIONES

Fecha de Licitación	Generador	Precio Oferta (US\$/MWh)	Precio Oferta Indexado jul-12 (USD\$/MW)	Inicio Suministro	Precio Oferta Indexado jul-12 (USD\$/MWh)
Licitación 1 2006	Endesa	50,84	61,73	2010	74,95
	AES Gener	56,37	106,27		
	Cobún	53,84	74,06		
	Guacolda	55,10	86,48		
Licitación 2.1 2008	Endesa	61,00	56,07	2011	58,75
	Cobún	58,20	62,18		
Licitación 3 2009	AES Gener	65,80	70,30	2011	70,3
Licitación 3 2009	AES Gener	88,41	91,24	2010	107,65
	Campanario	100,25	103,45		
	Colbún	124,27	128,25		
	Endesa	102,07	105,34		
	Monte Redondo	110,50	114,04		
Licitación 3.1 2009	Emelda	101,73	104,99	2010	102,67
	Endesa	100,25	103,46		
	Epsa	105,00	108,36		
	Monte Redondo	92,8	95,77		
<b>Precio Indexado Total Julio 2012</b>				<b>80,45</b>	

Precios referidos a Quillota 220

Por otra parte, la ausencia de nuevos participantes se ilustra con que la energía de base contratada proviene esencialmente de los tres grupos principales del SIC (grupos Endesa, Gener-Guacolda y Colbún). Ellos contrataron un 92% de la energía anual (con 44,6%, 23,9% y 23,6 % respectivamente), con Campanario con un 6,1% y las empresas Monte Redondo, Emelda y Epsa sumando 1,9%. Campanario y Emelda logran participar en las licitaciones ofreciendo generación diesel, con menos restricciones en términos de plazos de construcción y que no corresponde a energía de base.

Cabe destacar que en las licitaciones, salvo en el caso de Guacolda, no se comprometió en forma explícita nuevos proyectos de generación.

#### 4.7.1.2 Condiciones Específicas de las Licitaciones

La aplicación del esquema de licitaciones ha presentado debilidades en su aplicación, con bases, plazos y esquemas de despeje que han restringido crecientemente la competencia. Efectivamente, la eventual posibilidad de contar con nuevos entrantes al mercado a través

de las licitaciones, con plazos de inicio del contrato de tres años o menos parece ser especialmente restrictiva dada la dinámica de desarrollo de los proyectos de generación, cuyos tiempos de construcción difícilmente pueden ser modificados<sup>13</sup>. La posibilidad de atraer nuevos entrantes está aparejada a la restricción temporal y necesidad de requerir al menos 5 años (periodo mínimo de desarrollo, aprobación y construcción de una unidad típica de generación) para el desarrollo de un nuevo proyecto de generación. Es importante destacar que esta restricción también es válida cuando se trata de aumentar la oferta energética por parte de los actores que ya participan en el mercado. Sin embargo, para los actores existentes, también existe la posibilidad de tener un mayor nivel de contratación y por tanto tomar un mayor riesgo comercial, lo cual es factible si el precio del bloque marginal contratado compensa el riesgo de dicha mayor contratación. No obstante lo anterior, no es recomendable una licitación de contratos de larga duración con plazos de anticipación cortos, pues el mayor riesgo de adaptación de la oferta a la mayor contratación implica costos que se trasladan al precio del contrato y, por otra parte, una licitación en estas condiciones enfrenta una menor competencia entre los generadores. Sólo sería aceptable licitaciones con plazos de anticipación cortos para resolver situaciones coyunturales y, en estos casos excepcionales el plazo del contrato debería ser corto. A las restricciones anteriores se suman las limitaciones que ha presentado el desarrollo del sistema de transmisión troncal y que no se resuelven en los horizontes de los llamados a licitación.

Esto se ilustra claramente con lo sucedido en la licitación de octubre del 2007, donde parte relevante de la nueva oferta eléctrica en construcción se estimaba que iniciaría su operación comercial durante el 2011; por lo tanto, el suministro de un contrato a precio fijo durante el año 2010 era percibido de alto riesgo desde el punto de vista del costo del suministro eléctrico, situación que se vio reflejada en la falta de interés de los distintos actores presentes en el mercado. De la misma forma, no era posible disponer de un nuevo proyecto de generación competitivo en los plazos que se habían dispuesto, hecho que hacía prácticamente improbable el interés de un nuevo entrante o una nueva central.

Las propuestas que esta Comisión recomienda implementar en relación con el desarrollo de las licitaciones, explicitadas a continuación, van orientadas a lograr levantar barreras a la competencia en contratos de largo plazo con las empresas distribuidoras y alcanzar la reducción de precios del mercado en el largo plazo, con energías seguras, económicas y sustentables.

---

13 Cabe señalar que la eléctrica dispone que las distribuidoras deben tener contratada la energía para su mercado regulado con al menos tres años de anticipación; sin embargo, solo la primera de las licitaciones de contratos de largo plazo a que dio origen la aplicación de la Ley Corta II se hizo con una anticipación de tres años (licitación del año 2006) y las de los años 2007 y 2008 (que en la práctica se realizaron a comienzos de 2009) se hicieron con plazos de dos y hasta de un año de anticipación al inicio del suministro.

### 4.7.1.3 Redefinir el Proceso de Licitaciones y la Acción del Regulado

Esta Comisión recomienda redefinir el proceso de licitaciones, en base a una clara definición de objetivos y principios a cumplir, dejando flexibilidad para que el regulador ajuste las reglas en el cumplimiento de ellos.

### 4.7.1.4 Rediseño de Proceso de Licitaciones con Plazos Acordes

Esta Comisión recomienda rediseñar el calendario de licitaciones, extendiendo plazos de ofertas y de inicio de contratos, adecuando esquemas transitorios, con el fin de lograr mayor competencia en las ofertas y facilitar la llegada de nuevos entrantes al mercado. Considerar un esquema de contratos de distintas duraciones, con plazos distintos de compromiso, que permitan evitar que situaciones de corto plazo condicionen precios altos de largo plazo. Por ejemplo, realizar una licitación con contratos con vigencia de 3 a 5 años y, posteriormente otra independiente para el suministro a más largo plazo, puede ser una opción factible de realizar para enfrentar coyunturas de corto plazo y de paso acumular una mayor cantidad de demanda a ser licitada en contratos de mayor plazo, lo cual incrementa el atractivo de nuevos generadores entrantes al mercado de generación.

### 4.7.1.5 Definir esquema de despeje que minimice precios

Esta Comisión recomienda desarrollar un esquema de adjudicación de los contratos (casación de la licitación) que logre una minimización de costos, sin segundos o terceros objetivos donde existan trade offs arbitrarios. Es posible demostrar que, dado el diseño de las licitaciones, el costo total determinado para los distribuidores no es el costo mínimo, i.e. no son las ofertas más baratas las que son finalmente aceptadas. Esto es una consecuencia del algoritmo utilizado, ya que (i) la función objetivo a minimizar no es la suma de los costos a pagar por las diferentes distribuidoras y (ii) no se consideran las fórmulas de indexación establecidas en las ofertas de los generadores. Por otra parte, la Ley Corta II introdujo un mecanismo automático de definición del precio techo de las licitaciones el cual se basa en el límite superior de la banda de precios del mercado a la fecha de la licitación con un margen de 20%, el que puede ser incrementado en 15% adicional. En períodos de desajuste del mercado de generación el precio techo automático resulta exageradamente alto para ser considerado en contratos de largo plazo (hasta 15 años), más aún si estos contratos se licitan en condiciones de baja

competencia. Esta Comisión recomienda considerar la utilización de precios techos calculados por la CNE, basados en costos de desarrollo de generación de largo plazo y que sean conocidos sólo al momento de la apertura de las ofertas de la licitación.

#### **4.7.1.6 Desarrollar Licitaciones integradas con contratos estandarizados**

Esta Comisión recomienda desarrollar licitaciones que obliguen a integrar demandas de varios distribuidores, con contratos estandarizados y divisiones en bloques, que faciliten la competencia y participación del mayor número de agentes. El objetivo no es desarrollar un esquema de comprador único, sino que al agregar demanda y crear condiciones que incentiven mayor competencia y mejores precios, emplazando a distribuidores en la búsqueda de contratos confiables y competitivos.

#### **4.7.1.7 Requerimiento de Indexación sujeta a Test de Coherencia**

Esta Comisión recomienda formular un esquema de indexaciones que responda a objetivos de reducción de riesgos de tecnologías y combustibles, coherente con las condiciones de los ofertantes y que evite especulaciones comerciales que puedan afectar al consumidor final. Desarrollar un mecanismo que permita homologar las ofertas indexadas y compararlas tanto en el precio ofrecido como en su afectación por la indexación ofrecida.

#### **4.7.1.8 Requerimiento de Garantías de Energías Firmes Eficientes**

Esta Comisión recomienda exigir garantías de factibilidad de entregar energías firmes eficientes. Un mecanismo para lograrlo puede ser el definir para las centrales térmicas un costo variable máximo para poder ofertar. Otro esquema puede ser requerir garantías de solvencia para condiciones de año seco o fallas de equipos. Sin embargo, esta decisión debe considerar el efecto de esta medida sobre las decisiones de inversión en centrales de punta en el sistema.

#### **4.7.1.9 Responsabilidad del Distribuidor**

Esta Comisión recomienda crear un esquema de estímulos y/o penalizaciones al distribuidor,

que lo hagan participar en los riesgos del proceso de licitación de su suministro lo hagan responsable de sus decisiones y las definiciones de sus requerimientos (como demanda y tasa de crecimiento), sin traspasar dichos riesgos a la demanda.

## 4.7.2 Cálculo Tarifario de Distribución

Se cuestiona que el esquema de cálculo tarifario de distribución no estaría siendo suficiente para transmitir las eficiencias logradas a lo largo del tiempo en la actividad de distribución, con empresas modelos que se alejan de la empresa real. El esquema tarifario de cálculo vía empresa modelo, a través del promedio de  $2/3$  y  $1/3$  de los dos estudios tarifarios, uno del regulador y otro de las empresas distribuidoras, por cada área típica, entrega señales perversas de divergencia de estos estudios.

Por otro lado, a nivel de distribución no hay alternativas efectivas de elección del suministrador para clientes regulados y libres, éstos están prácticamente obligados a comprarle a la distribuidora, que hace un pass-through de sus costos de compra, cualquiera que éstos sean, sin buscar lograr contratos más económicos ni lograr eficiencia a nivel de la demanda. No hay interés en ofrecer un espectro más amplio de servicios (como tarifas flexibles, energía verde y otros servicios).

Además, el esquema tarifario y de remuneración de la distribución entrega señales a la empresa distribuidora tal que ésta tiene como casi único objetivo el incrementar sus ventas, maximizando su venta de potencia y minimizando su compra. Prima el interés por rentar la empresa de alambres más que el lograr eficiencia a través de la comercialización.

Para enfrentar estos problemas se plantean las siguientes propuestas.

### 4.7.2.1 Realizar un Estudio Tarifario Completo

Esta Comisión recomienda incorporar al estudio tarifario, tanto la determinación de los Valores Agregados de Distribución como de los factores tarifarios que permiten calcular las tarifas finales, previa una adecuada caracterización de la carga, analizando la posibilidad de incorporar subsidios directos a sectores de menores ingresos.

#### 4.7.2.2 Panel de Expertos Resolviendo Discrepancias

Esta Comisión recomienda mantener el esquema de dos estudios tarifarios por cada área típica, con bases comunes, pero incorporando al Panel de Expertos para resolver las discrepancias. El objetivo de largo plazo es que el Panel decida entre un estudio y el otro, con una transición en que se segmenta el estudio por partes, las discrepancias de cada parte resueltas por el Panel. Considerar también una etapa de negociación intermedia antes de ir al Panel, como se aplica en las tarifas de servicios sanitarios.

#### 4.7.2.3 Modificar la Tasa de Descuento (Tasa de Actualización)

Esta Comisión recomienda posibilitar la modificación de la tasa de descuento, considerando una tasa de mercado de largo plazo y los niveles de riesgo del negocio. Plantear un esquema de aplicación paulatina, comenzando con el 10% actual y con evaluaciones cada cuatro años por el regulador, restringiendo el cambio en cada período, para no introducir demasiado riesgo para los inversionistas.

La metodología debe considerar las características de largo plazo de las inversiones, y el alto componente de capital de los proyectos. Por eso, las estadísticas de tasa libre de riesgo deben considerar varios años (cinco a diez), y el premio por riesgo evaluarse en base a las fluctuaciones de valor asociadas a la industria eléctrica regulada (transmisión y distribución).

#### 4.7.2.4 Crear la Función de Comercialización (Multicarrier)

La figura del comercializador como un agente que compra y vende energía en el mercado minorista, separada de la función de provisión de alambres de distribución (en un esquema de multicarrier), ha sido una herramienta regulatoria elegida en algunos países, para reducir los requerimientos regulatorios y crear un nuevo segmento competitivo.

En el marco regulatorio vigente en Chile la comercialización de energía a consumidores finales de energía solo puede ser efectuada por empresas generadoras y distribuidoras.

En el caso de los consumidores finales con demanda máxima de potencia inferior a 500 kW, conectados a la red de distribución, el distribuidor tiene la exclusividad del servicio, el cual se efectúa a tarifa regulada. La tarifa se regula como el precio de compra mayorista de la potencia

y energía, que resulta de las licitaciones que el distribuidor ha realizado para abastecer este tipo de clientes, más los peajes regulados de transmisión y distribución.

Por su parte, los consumidores finales entre 500 kW y 2000 kW de demanda máxima pueden optar por ser considerados regulados o bien libres; en el primer caso el suministro es efectuado por el distribuidor local y la tarifa es regulada e igual a la de los clientes pequeños; si por el contrario el consumidor se declara libre, puede elegir a su suministrador y convenir con este el precio de compra de la potencia y energía. El suministrador puede ser un generador cualquiera o bien un distribuidor. Independientemente de quien sea su suministrador, el consumidor debe pagar los peajes regulados de transmisión y distribución que correspondan.

Finalmente, los consumidores de más de 2000 kW, que representan en el SIC aproximadamente un 40% del mercado eléctrico, tienen precio libre y pueden recibir suministro de cualquier generador o distribuidor, pagando ciertamente los peajes de transmisión y distribución que corresponda, según la instalación a la que se conecte.

Dado que en todos los casos el precio de suministro resulta de adicionar los precios de compra mayorista de energía y los peajes regulados de transmisión y distribución, que son los mismos independientemente del suministrador, la opción de ser abastecido por un generador determinado o bien por el distribuidor estará principalmente guiada por el precio mayorista de potencia y energía que este ofrezca.

Para incrementar la competencia en el mercado eléctrico, se ha planteado en Chile profundizar el mercado minorista de energía en dos líneas diferentes:

- Creando la figura del comercializador puro (trader), independiente de los generadores y distribuidores, que vendería energía a consumidores finales libres mediante contratos, comprándola energía en el mercado mayorista, ya sea en el mercado spot o a través de contratos. Ello aumentaría la competencia en la comercialización, permitiría agregar la oferta de generadores independientes pequeños y evitaría el riesgo de que un generador con una larga relación comercial con un distribuidor se abstenga de disputarle sus clientes libres, limitando la competencia.
- Bajando el límite de 500 kW de potencia que define actualmente si un consumidor final se declara libre o no, de modo que un número mucho mayor de consumidores pueda elegir libremente a su suministrador, con precios de suministro acordados entre las partes.

Cabe señalar que diversos países en América Latina y Europa que adoptaron modelos

competitivos de mercado eléctrico han avanzado en este camino, llegando algunos de ellos- Reino Unido y Noruega, entre otros- a liberalizar completamente el mercado minorista. En esos mercados cualquier consumidor, incluso un cliente residencial, puede elegir a su suministrador, que puede ser un generador cualquiera, un comercializador puro o bien el distribuidor local. Incluso en algunos mercados se le ha prohibido al distribuidor actuar como suministrador, convirtiéndolo en un mero transportista, con precio regulado para ese servicio que le asegura un margen razonable.

### **Ventajas y problemas asociados al desarrollo de un mercado eléctrico minorista**

En general el desarrollo de un mercado minorista amplio tiene las ventajas de profundizar el mercado eléctrico en términos de mayor libertad para seleccionar suministradores y acordar precios, incorporando a comercializadores puros que agregan demanda, hacen más fluido el mercado y lo hacen en principio más transparente y competitivo. Dado que los peajes de transmisión y distribución están regulados, la principal ventaja de desarrollar este tipo de mercado radica en la posibilidad de obtener suministros más competitivos a nivel mayorista.

A pesar de sus ventajas potenciales, los resultados finales obtenidos en los mercados minoristas de electricidad han sido en general inferiores a las expectativas iniciales, debido a diversos factores entre los que cabe citar los siguientes:

- En general los contratos en el mercado minorista son de corto plazo, pues se le da al cliente la facultad de cambiar de proveedor con la frecuencia que desee. Ahora bien, en un instante dado, los precios mayoristas no presentan diferencias muy significativas. En el caso de clientes muy pequeños como por ejemplo los residenciales y comerciales menores, la componente regulada del precio (transmisión y distribución en media y baja tensión) representa una parte muy significativa del precio final, por lo cual las ventajas de poder seleccionar al suministrador mayorista debe balancearse con la complejidad para el cliente de efectuar tal selección.
- Por su parte los esquemas de medición de demanda y facturación de los clientes así como la asignación de las cargas a los distintos suministradores requieren de aproximaciones que en el caso de clientes pequeños pueden representar una fracción relevante de la facturación, diluyendo parcialmente las ventajas de haber seleccionado un proveedor a un precio menor.

- La latitud que se les da a los consumidores de cambiar de suministrador, incluso varias veces al año, lleva a que la demanda para un proveedor determinado resulte poco previsible y a inhibir contratos de suministro de mediano y largo plazo por parte de generadores. En países con bajas tasa de crecimiento de la demanda (1 a 2% anual) ello puede no ser relevante, pero sí lo es para los generadores en sistemas como el chileno con altas tasas de crecimiento, que requieren de mayores grados de certidumbre acerca de las demandas a abastecer. Existe además un grado de inconsistencia en las regulaciones aplicadas a los distribuidores, pues si bien estos juegan esencialmente el rol de transportistas, también se les asigna el papel de suministrador “de última instancia”, si así lo prefiere el consumidor; esto implica establecer márgenes de incertidumbre del distribuidor en cuanto a la energía que debe tener disponible. En sistemas eléctricos con baja volatilidad de los precios spot esto puede ser resuelto a través de ese mercado, pero ello resulta mucho más complejo si este precio es muy fluctuante.
- Las experiencias de los primeros años de funcionamiento con comercializadores puros se vieron marcados por la quiebra de muchos de ellos, por no tener garantías de contratos de suministro a nivel mayorista que estuvieran equilibrados, tanto en volumen como en precio, con los compromisos de suministro a sus clientes. Esta situación de alguna manera se hizo presente en la quiebra reciente de un generador del SIC que estaba actuando en la práctica como comercializador puro.

La Comisión ha analizado las ventajas y desventajas asociadas al desarrollo de un mercado minorista en Chile, en que se ampliaría el límite que define a los clientes libres, por ejemplo a 100 kW, y en que se autorizaría el funcionamiento de comercializadores puros y plantea:

- En lo referente a bajar el límite actual que define a los clientes libres, se percibe la dificultad de hacerlo por cuanto el mecanismo usado para salir de la crisis de gas argentino y desarrollar nueva generación consistió precisamente en fomentar contratos de largo plazo entre generadores y distribuidores, mediante licitaciones competitivas. Bajar el límite actual y permitir que un segmento de los clientes regulados de un distribuidor potencialmente elija a un suministrador distinto del distribuidor perjudicaría a los generadores que efectuaron inversiones al amparo de tales contratos. Sin perjuicio de

---

14. En todo caso debe observarse que los precios regulados actuales para la mayoría de los consumidores con demanda comprendida entre 500 kW y 2000 kW, que han resultado de las licitaciones de las distribuidoras, son más atractivos que los precios libres que se están ofreciendo en la actualidad, por lo que tales clientes han estado consistentemente optando por mantenerse en la calidad de regulados.

lo anterior, se estima que aproximarse el plazo de vencimiento de los contratos establecidos entre los años 2006 y 2010, que vencen en su mayoría entre los años 2020 y 2024, se podría progresivamente bajar el límite actual de 500 kW<sup>14</sup> .

- En lo que se refiere a la introducción de comercializadores puros, esta Comisión estima que habría ventajas en incorporar este tipo de agentes, sujeto a la condición que se disponga de un esquema de garantías y/o verificación por el regulador de que la energía comercializada está respaldada en una proporción relevante por contratos con generadores por volúmenes garantizados y a precio conocido, o bien mediante compras spot que no representen riesgo de incumplimiento para el comercializador y sus clientes. La compra de energía en el mercado spot y su venta a precio estabilizado debería efectuarse por montos acotados, con un sistema de garantía a ser diseñado.

#### 4.7.2.5 Modificar la Tarifa BT1 e Incorporar Medición Inteligente

##### (Smart Metering)

Una adecuada gestión y respuesta de la demanda, respondiendo en forma informada a las condiciones y precios de suministro, condicionada por sus necesidades y elasticidad, está siendo considerada a nivel mundial como una herramienta central de desarrollo óptimo de las inversiones en infraestructura eléctrica. Esta Comisión recomienda estudiar ajustes a la regulación de modo de ir incorporando esquemas de tarifas flexibles, a través de la incorporación de medición inteligente, estímulo a la eficiencia (mediante esquema de revenue decoupling), venta de energía verde y net metering. Este proceso puede focalizarse en un universo reducido de clientes de mayor consumo, pudiendo aplicarse primero en ciertas zonas del país, permitiendo identificar las complejidades asociadas, para luego pasar a un mayor universo.

Esta Comisión recomienda además desenergizar la tarifa BT1, desmontando subsidios escondidos, e identificando realmente las potencias consumidas, también mediante la incorporación de medición inteligente. Ello puede ser complementado por un esquema de subsidios directos a la demanda a las familias de bajos ingresos, como existe actualmente en el sector sanitario.





## 5. Medio Ambiente y Desarrollo Eléctrico

### 5.1 Antecedentes Generales

» La Ley de Bases de Medio Ambiente, Ley 19.300 de 1994, estableció el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), que ha sido desde entonces el principal instrumento de gestión ambiental aplicado a los proyectos de generación y transmisión de electricidad. De acuerdo a la Ley y sus Reglamentos, los proyectos del sector que cumplan con ciertas características deben someterse al sistema, ya sea a través de un Estudio de Impacto Ambiental (EIA) o una Declaración de Impacto Ambiental (DIA), determinados por las características y la importancia de los posibles impactos del proyecto.

Por otra parte, los proyectos eléctricos también se deben atener a las restricciones de localización y emisiones determinadas por los Planes de Descontaminación y Prevención, aplicados en zonas que son declaradas latentes o saturadas en virtud de las normas de calidad ambiental, y cumplir las normas de emisión que le apliquen.

La aplicación del SEIA ha sido un proceso que ha evolucionado a través del tiempo en función de la maduración de la institucionalidad ambiental. En sus primeros años y hasta 1997, fecha de aprobación del Reglamento del SEIA, la aplicación fue voluntaria y en general regida por una Resolución Presidencial que siendo obligatoria sólo para los proyectos del sector público, fue utilizada como referencia para proyectos privados de gran envergadura. Este fue un período de inicio de este instrumento de gestión ambiental, que por primera vez permitió la participación ciudadana en la aprobación de proyectos de inversión y dio la oportunidad de observar un fenómeno de conflictividad que ha continuado hasta el presente.

Paulatinamente durante la última década se ha dado una oposición creciente a los proyectos eléctricos; siendo sintomático que sin necesariamente ser de mayor impacto que otras industrias, posiblemente por su tamaño generan mayor conflictividad.

En el caso de centrales térmicas, se producen conflictos por sus efectos en terrenos aledaños, cursos de agua y borde costero, asociados tanto a los riesgos para la biodiversidad como al uso alternativo, particularmente en el borde costero, donde los agentes dedicados a la pesca

y las actividades turísticas presentan oposición. En muchos casos los conflictos han sido resueltos con modificaciones en los proyectos y compensaciones a los grupos afectados.

En los proyectos hidroeléctricos, la afectación de los ecosistemas y de los cursos de agua con actividades alternativas es fuente de conflicto, el cual depende de la cuenca, el tamaño del proyecto y el grado de alteración producida.

En los casos de los proyectos de transmisión, tanto troncales como líneas adicionales que conectan las centrales al sistema principal, éstos generan conflictos con áreas silvestres protegidas y comunidades indígenas, ya sea que están localizadas en el área de influencia de los proyectos o que se trate de tierras reclamadas por los pueblos originarios. En los últimos años, los proyectos de transmisión han mostrado plazos de ejecución paulatinamente más largos, tanto por la oposición relacionada con los factores mencionados, como por la dificultad para establecer las servidumbres de paso.

En los últimos dos años la conflictividad se ha visto acentuada. El caso de la central térmica Barrancones y el proyecto hidroeléctrico Hidroaysén han generado inmediatamente fuerte oposición, no circunscrita a los grupos ambientalistas nacionales sino extendida a la población general y a grupos ambientalistas internacionales. La reacción en ambos casos mostró la existencia de una alta desconfianza respecto a las autoridades ambientales y una percepción negativa de la política eléctrica e, independientemente de los impactos del proyecto mismo, mostró también un bajo conocimiento del problema eléctrico y las opciones de desarrollo del sector.

Uno de los desafíos más críticos que el sector eléctrico debe enfrentar es el de la sustentabilidad ambiental y la confianza ciudadana en las políticas ambientales aplicadas al sector. El sistema de evaluación de impacto ambiental por sí solo es insuficiente para garantizar la protección del medio ambiente y requiere de políticas complementarias bien administradas en el campo de las políticas de conservación de ecosistemas y definiciones de uso del territorio que permitan compatibilizar el desarrollo eléctrico con otras actividades, en particular la turística. Asimismo se requiere mayor claridad en las definiciones de normas secundarias de calidad ambiental, áreas silvestres protegidas y restricciones a la afectación de los cursos de agua. En síntesis, este capítulo tiene por objeto examinar la política ambiental aplicada al sector eléctrico, concentrándose en los aspectos más sobresalientes relacionados con los proyectos sectoriales.

## 5.2 Introducción: Impactos Ambientales Asociados a la Generación y Trasmisión Eléctrica

### 5.2.1 Discusión de Conceptos Claves

» Todo proyecto eléctrico, tanto de generación como de transmisión, lleva asociado algún tipo de impacto ambiental potencial, el que puede manifestarse de diferentes maneras, a diferentes escalas espaciales y temporales. Los proyectos de generación son capaces de alterar el medio físico que los rodea y de esta manera generar un impacto potencial. Por ejemplo, un proyecto de generación termoeléctrico emite contaminantes locales que pueden alterar la calidad del aire en el área de influencia y de esta manera alterar la salud de las poblaciones que habiten en esa misma área de influencia. Por otra parte un proyecto de generación hidroeléctrica puede, entre otros impactos, alterar las condiciones físicas (cantidad, temperatura, turbidez) del caudal de un río aguas abajo del punto de captación o aguas debajo de un embalse, afectando la habitabilidad de especies que residan en esos ecosistemas acuáticos. Los proyectos de generación renovables no convencionales también tienen impactos potenciales, como por ejemplo el efecto en el paisaje que tienen proyectos de generación eólica. Finalmente los proyectos de transmisión tienen un impacto potencial directo sobre el territorio, pudiendo afectar las condiciones de ecosistemas existentes en las franjas de paso de líneas de transmisión. En otro ámbito, los impactos pueden ser catalogados como impactos locales que se manifiestan en el entorno de la ubicación del proyecto de generación o transmisión, o globales asociados a la emisión (o reducción de captura) de Gases de Efecto Invernadero (GEI), contribuyendo a su concentración global y al efecto de invernadero acentuado (cambio climático).

En varios estudios nacionales e internacionales<sup>15</sup> se ha tratado de cuantificar los impactos ambientales por fuentes energéticas. Estos trabajos son muy valiosos para transparentar los trade-offs que existen entre distintas fuentes y comprender mejor las percepciones de la gente, así como también para orientar los instrumentos de gestión aplicables a los impactos ambientales que conllevan los proyectos eléctricos. Excepto para las emisiones locales y globales y, parcialmente, para el uso de suelo. Sin embargo, aún no se ha logrado acordar valores cuantitativos para los distintos aspectos ambientales.

La figura 28 presenta, en términos relativos, los efectos típicos que es posible asociar a

---

15. Ver por ejemplo [2],[3] y [4]

proyectos de generación eléctrica. No se incluyen efectos con mayores complejidades de medir cuantitativamente, como es el caso de la alteración de los caudales, ruido, residuos, entre otros. Tampoco se incluyen proyectos de transmisión, cuyos efectos más importantes estarían asociados a la utilización del territorio y posibles ecosistemas sensibles impactados.

FIGURA 28: IMPACTOS POTENCIALES ASOCIADOS A GENERACIÓN ELÉCTRICA

Impacto	Indicador	Carbon	Petróleo Diesel	Gas Natural	Biomasa	Hidroelectricidad Embalse	Hidroelectricidad Pasada	Eólica	Solar	Geotérmica	Matriz	Nuclear
Uso directo de Suelo (*)	Ha/GW	300	10	10	111	5492	900	600	1400	2700	746	76
Cambio Climático (**)	KgCO <sub>2</sub> e/MWh	1001	779	524	24	7	4	13	48	13	9	14
Contaminación del aire: SO <sub>2</sub>	kg/GWh	610	20	10	80	0	0	0	0	0	0	0
Contaminación del aire: NOX	kg/GWh	610	300	200	1100	0	0	0	0	0	0	0
MP	kg/GWh	90	50	20	170	0	0	0	0	0	0	0

\* Cabe señalar la alta variación del indicador de uso directo de suelo de las centrales de embalse, que puede variar entre 25% y 300% de la cifra indicada

\*\* Las emisiones en los embalses pueden ser significativamente mayores. Los estudios de las emisiones por metano producido por los embalses no son concluyentes, indicando de todas maneras que dependen de las características geodinámicas, así como las características de las actividades que se desarrollan aguas arriba.

Fuente: Plataforma Escenarios Energéticos 2030 y Ministerio de Medio Ambiente, (septiembre 2011).

Aunque los tipos de impactos potenciales y su relevancia respectiva se pueden atribuir a nivel general a distintas fuentes de energía y sus tecnologías básicas generales, hay varios factores que contribuyen en la materialización de un impacto potencial asociado a un proyecto eléctrico. Estos factores los podemos circunscribir a tres grandes grupos: Diseño/Tecnología Específica, Operación y Localización.

El tipo de tecnología específica es un factor crítico al momento de la materialización de los potenciales impactos asociados a diferentes fuentes energéticas. Existen diferentes modificaciones del diseño básico de un tipo de tecnología que puede incidir en la magnitud final de dicho impacto. Por ejemplo, un proyecto de generación termoeléctrica a carbón puede reducir sus emisiones de contaminantes locales instalando mecanismos de reducción de emisiones (precipitadores, scrubbers, otros) o un proyecto de generación hidroeléctrica puede reducir los efectos en la temperatura en un punto de descarga instalando múltiples salidas desde la presa. La siguiente figura contiene algunos ejemplos de diferencias en tecnologías específicas con sus impactos potenciales asociados en materia de emisión de contaminantes locales y GEI:

FIGURA 29: MEDIDAS DE MITIGACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES POR TECNOLOGÍA

		Existentes (Kg/GWh)			Nuevas (Kg/GWh)			T CO <sub>2</sub> e/ Gwh
		NOx	SO2	MP	NOx	SO2	MP	GB
BIOMASA	Biomasa Base	1600	80	350	1100	80	170	24
	Biomasa BIGCC	1067	53	233	733	53	113	24
	Biomasa Co-combustión con carbón	1416	708	232	785	348	119	622
	CHP	1600	80	350	1100	80	170	24
CARBÓN	Carbón Base	1420	1310	160	610	610	90	1001
	Carbón CP (Combustible pulverizado)	1178	1087	133	506	506	75	949
	Carbón CP con CCS	1189	1097	134	511	511	75	221
	Carbón CIF (Lecho fluido Circulante)	1420	1310	160	610	610	90	963
	Carbón CCGI (Gasificación integrada)	1217	1123	137	523	523	77	737
	Carbón CCIIG con CCS	1217	1123	137	523	523	77	192
PETRÓLEO	Petróleo Diesel							779
Gas Natural	Gas Natural (GNL) TG-CA	200	10	20	200	10	20	524
	GN (GNL) CCGT	133	7	13	133	7	13	436
	Gas Natural (GNL) CCGT con CCS	160	8	16	160	8	16	155

Fuente: Plataforma Escenarios Energéticos 2030 (septiembre 2011)

Un segundo factor que altera la capacidad de un proyecto de generación eléctrica de ocasionar impactos está asociado con la operación del mismo. Esto prácticamente no tiene efectos en proyectos de transmisión eléctrica (salvo impactos asociados a la mantención de torres por ejemplo). Con respecto a proyectos de generación termoeléctrica, la manera operacional más obvia de mitigar impactos estaría asociada a la calidad del combustible considerado o el manejo de residuos.

En el caso de los proyectos de generación hidroeléctrica, las condiciones de operación son un factor clave para poder determinar los impactos ambientales potenciales asociados a los ecosistemas acuáticos. En el caso de una central con represa, (“de embalse”) resulta en la inevitable conversión del hábitat fluvial en un embalse, al inundarse el tramo de río aguas arriba del muro y afectarse el flujo aguas debajo de la presa. Otros impactos potenciales están asociados al efecto barrera, al cortarse la continuidad para el paso de organismos, grandes desechos leñosos, sedimentos, materia orgánica, entre otros, afectando también la calidad del agua en cuanto a temperatura, turbidez y concentración de oxígeno. En el caso de centrales hidroeléctricas “de pasada”, en general, los impactos se centran en el tramo de río “by-passeado” por el canal de derivación, el cual puede quedar con caudales muy reducidos y sufrir cambios apreciables en sus patrones de temperatura del agua y disponibilidad de hábitat[5].

Finalmente la materialización de los impactos ambientales depende de la localización del

proyecto, dado que éstos dependen de la interacción entre el ecosistema basal y la acción del proyecto dentro de éste. Esto es válido para cualquier proyecto. En el caso de las líneas de transmisión, la materialización de potenciales impactos dependerá de las características de las áreas que éstas deban atravesar, mientras que en el caso de centrales de generación termoeléctrica y su potencial impacto en términos de salud, será la localización de poblaciones que pueden estar afectadas es clave. El problema de localización no es relevante en el caso de emisiones de GEI, ya que los impactos en este caso son globales. También en el caso de los proyectos de generación ERNC la localización es un factor relevante, ya que no están exentos de impactos locales; por ejemplo, sus requerimientos de transmisión son importantes en términos relativos a su tamaño, porque deben localizarse donde se encuentre el recurso. Lo mismo ocurre en el caso de los proyectos de generación hidroeléctrica donde los impactos son por lo general río e incluso tramos de río específicos en función de las condiciones de habitabilidad que tengan los ecosistemas en estos lugares.

Los impactos que dependen exclusivamente de la localización, son los efectos en el paisaje y los efectos en la biodiversidad. Por ejemplo, dos proyectos eólicos que afecten la misma superficie pueden tener grandes diferencias en la cantidad y valor de especies de aves en riesgo de colisión con los aerogeneradores. Lo mismo ocurre con los proyectos hidroeléctricos en que no es determinante la superficie inundada sino el tipo y el valor de los recursos de flora y fauna que existan en su área de influencia.

En conclusión podemos resumir este breve análisis con la siguiente relación:



Tomando en cuenta esta relación podemos percatarnos que si existe la intención de reducir algún tipo de impacto ambiental en particular esto se puede lograr de diversas maneras:

- Cambiando la fuente y las tecnologías básicas asociadas.
- Cambiando el tipo de tecnología o mitigando los impactos de una tecnología en particular utilizando un diseño adecuado.
- Cambiando las condiciones de operación de manera de reducir los potenciales impactos y,
- Eligiendo la localización del proyecto de manera tal que se reduzca la manifestación de este impacto.

## 5.2.2 Los Impactos Ambientales de Proyectos Eléctricos en Chile

Los impactos más relevantes que han generado proyectos eléctricos en Chile reflejan los impactos potenciales destacados en la tabla de las tecnologías (Figura 29), con una gran diversidad de aspectos, con distintos avances en términos de gestión y mitigación de los impactos. El área de mayor desarrollo en la gestión ambiental sectorial es el de las emisiones atmosféricas de impacto local. Los impactos en la salud humana han sido tan evidentes y significativos que la atención del trabajo del sector público se ha concentrado en este aspecto. Los impactos de algunos de los proyectos termoeléctricos, junto a impactos de otras instalaciones industriales, han implicado que algunas zonas aledañas han sido declaradas saturadas en términos de material particulado. Este es por ejemplo el caso del Plan de Descontaminación de Ventanas así como de Tocopilla y el Plan de Prevención de Concepción.

Al mismo tiempo se debe destacar que ha habido una mejora en las tecnologías a través de los años en este aspecto de las emisiones atmosféricas locales, probablemente gatillada por la creciente regulación de este aspecto. Proyectos termoeléctricos han sido mejorados para mitigar las emisiones y así alivianar el impacto sobre la población aledaña. Esto ha sido el caso en proyectos emblemáticos como por ejemplo Bocamina en Concepción. Mientras que las emisiones fueron desde el inicio de sus operaciones en 1970 una externalidad con fuertes impactos negativos en la población, la Unidad 1 de Bocamina cuenta a partir de marzo 2007 con tecnología de abatimiento de casi la totalidad de sus emisiones de material particulado a través de filtros de manga. La Unidad 2 de Bocamina, que está iniciando operaciones hacia fines de 2011 y que cuenta con tecnología de carbón pulverizado, incluye filtros de mangas, un sistema de quemadores de bajo NOx y desulfurizador.

Más allá del análisis de los impactos de nuevos proyectos y el condicionamiento de éstos de acuerdo a la normativa vigente, así como requerimientos particulares adicionales, se ha hecho un esfuerzo por valorizar económicamente los impactos ambientales para así comprender de mejor manera lo que no sólo implican en términos de la salud de la población o los impactos en la flora y fauna del país, sino también comprender el impacto que tiene la contaminación en el desarrollo económico del país. Otra vez, el aspecto en el que más avance ha habido en este sentido es la contaminación atmosférica local donde se valoran principalmente efectos en salud de las personas. Existen otros efectos, tales como en la productividad de los sistemas agrícolas o en la biodiversidad que aún no han sido valorizados y que pueden ser importantes especialmente en las regiones menos pobladas, con más presencia de áreas naturales y de producción agrícola.

En la misma línea se debe hacer referencia al impacto potencial de las emisiones de GEI, de los cuales el sector eléctrico es un importante contribuyente. Existen por una parte potenciales impactos directos asociados al cambio climático (ver [6], [7]), sin embargo, es importante destacar el efecto económico indirecto asociado a la huella de carbono. Chile posee una de las estructuras exportadoras de mayor sensibilidad ambiental en la región y, por lo tanto, reviste una alta vulnerabilidad a presentes y futuras exigencias “climáticas”. Los consumidores en los mercados más sensibles a la temática ambiental están crecientemente sensibles a la “huella de carbono” de los productos que consumen. Así, varias líneas del comercio detallista en los EEUU y en Europa ya están implementando acciones con el fin de distinguir los productos en sus góndolas a partir de las emisiones de CO2 involucradas. A nivel de gobiernos, por ejemplo, en 2008 el Parlamento Europeo aprobó el “ClimateChangeInterimReport”, que hace obligatoria la rotulación de la huella de carbono de los productos europeos e importados como una forma de mejor informar a los consumidores y Francia, con la Ley Granelle, ha sido uno de los primeros países europeos que materializaron lo que se indicó por la Directiva europea

### 5.3 Diagnóstico del Marco Institucional existente para la Gestión de Impactos Ambientales del Sector Eléctrico

» La institucionalidad ambiental de un país se debería enfocar a primero definir cuáles son los objetivos ambientales y después desarrollar los mecanismos o instrumentos que logren reducir los impactos en función de estos objetivos.

Se trata de un trabajo de alta complejidad que tiene que responder a tomar en cuenta las particularidades de los lugares, así como responder a la posibilidad de uso de un amplio rango de distintas tecnologías específicas que varían en el tiempo y responder a mirar temas estratégicos de uso de recursos y de territorio.

En el caso particular del sector eléctrico, el desarrollo de estos objetivos e instrumentos requiere también del trabajo coordinado entre la autoridad ambiental y la autoridad energética. Esta coordinación se hace evidente de manera especial en la definición de los lugares donde no se pueden localizar proyectos energéticos, ya que la planificación territorial en un país emergente como Chile no es lo suficientemente consolidada para un contexto con grandes partes del territorio aún no definidos y con potenciales económicos futuros muy significativos.

A continuación se realiza brevemente una evaluación o diagnóstico de cuáles son los objetivos ambientales manifiestos en la institucionalidad chilena y los instrumentos y procedimientos existentes para lograr estos objetivos.

En relación a los proyectos de generación y transmisión eléctrica y sus potenciales impactos, se reconocen tres objetivos principales que persigue la institucionalidad ambiental chilena para lograr que éstos sean de la menor magnitud posible:

<b>Objetivo 1</b>	Proteger la salud humana.
<b>Objetivo 2</b>	Reducir las GEI y contribuir a la reducción de impactos del cambio climático.
<b>Objetivo 3</b>	Conservación del patrimonio ambiental y los recursos naturales.

Cada uno de estos objetivos se expresa de diferente manera. Para algunos existen diferentes tipos de instrumentos que están concebidos para lograr su desarrollo, mientras que para otros no se han desarrollado instrumentos en la institucionalidad chilena.

A continuación se analizan cada uno de estos objetivos y los instrumentos y procedimientos existentes en la institucionalidad chilena tendientes a lograr estos objetivos. El análisis se realiza tomando en cuenta la manera en que cada objetivo e instrumento está asociado a los factores críticos de la materialización de impactos descritos en la sección anterior: tecnología específica, operación y localización. Es importante tomar en cuenta que el análisis se realiza en relación al desarrollo de proyectos futuros y por lo tanto no se realiza un análisis específico de proyectos ya existentes en operación. Sin perjuicio de lo anterior varias de las propuestas que se presentan en la siguiente sección también afectan a proyectos en operación.

Tampoco se lleva a cabo en este diagnóstico un análisis de la eficacia administrativa de cada tipo de instrumento en lograr un objetivo determinado. Este tipo de análisis requeriría un diagnóstico más profundo de la institucionalidad ambiental lo que escapa del alcance y objetivo de este informe.

### 5.3.1 Objetivo 1: Proteger la Salud Humana

Este objetivo se expresa en la institucionalidad ambiental chilena principalmente a través de las normas primarias de calidad del aire y del agua. El valor que se le asigna a cada una de

estas normas lleva asociado un balance entre los costos económicos de lograr dicho nivel de calidad y los costos en salud (mortalidad y morbilidad) que existirían en caso de no cumplirse. Adicionalmente este objetivo se expresa de manera indirecta a través de normas de manejo de residuos peligrosos y de manejo de residuos sanitarios entre otros similares que regulan actividades industriales que pueden afectar la salud de las personas.

En la Tabla 31 se lleva a cabo un análisis de los tipos de instrumentos afectando cada uno de los factores críticos que conforman los impactos en relación a este objetivo.

**TABLA 31: TIPOS DE INSTRUMENTOS Y FACTORES CRÍTICOS ASOCIADOS AL OBJETIVO 1**

FACTORES	RELEVANCIA / INSTRUMENTOS
Tecnología y Diseño	<p>Este es un factor sumamente relevante para el logro del objetivo asociándose principalmente a proyectos de generación de electricidad en base a combustibles fósiles (generación termoeléctrica).</p> <p>Existen instrumentos básicos que aseguran un mínimo de condiciones tecnológicas orientadas al logro del objetivo. Entre éstos se pueden destacar:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Normas de emisión de contaminantes locales en centrales termoeléctricas.</li> <li>- Normas de emisión de residuos industriales líquidos.</li> </ul> <p>Por otra parte el diseño de un proyecto puede verse afectado en el proceso de evaluación de impacto ambiental incorporándose medidas de mitigación.</p>
Localización	<p>El principal instrumento de carácter ambiental que afecta la localización de un proyecto en relación con este objetivo corresponde a los Planes de Descontaminación que se diseñan en casos de que se superen los umbrales de concentración asociados a contaminantes locales. De manera indirecta también afectan la localización de proyectos otro tipo de instrumentos asociados a la planificación territorial.</p>
Operación	<p>A través de una Resolución de Calificación Ambiental (permiso final de operación de un proyecto en relación con evaluación ambiental) se pueden especificar las condiciones de operación de un proyecto para que se reduzcan impactos asociados a este objetivo.</p>

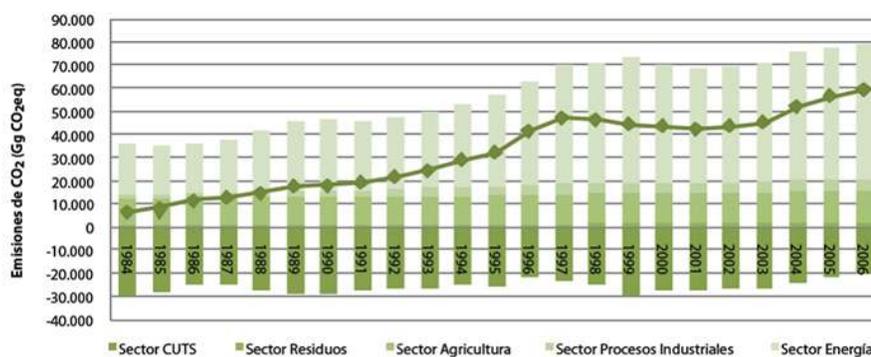
Diagnóstico: la institucionalidad ambiental es clara respecto a la expresión de este objetivo y existen una serie de instrumentos (normas y planes entre otros) que se asocian a un intento por lograr reducir impactos relacionados con el objetivo. Sólo se consideran una necesidad de consolidar la institucionalidad ambiental asociada a este objetivo.

### 5.3.2 Objetivo 2: Reducir Las Emisiones de GEI y contribuir a la Reducción de Impactos del Cambio Climático

Dentro de las emisiones globales de GEI, Chile representa del orden del 0,2 al 0,3% de éstas. Sin embargo, es uno de los países del mundo occidental que presenta un mayor crecimiento de emisiones de gases de efecto invernadero entre 1990 y 2007. Chile aparece en el lugar

61° en el mundo respecto a las emisiones per cápita de CO<sub>2</sub> para el año 2008, con un valor de 4,35 ton CO<sub>2</sub>/habitante, ligeramente por sobre el promedio mundial de 4,23 ton CO<sub>2</sub>/habitante<sup>17</sup>. Las proyecciones son que estas emisiones se encontrarán entre 11,9 y 13,8 en el año 2030<sup>18, 19</sup>. Tal como se puede apreciar en la siguiente figura el responsable principal por las emisiones y el crecimiento de éstas es el sector energía que contribuye con aproximadamente el 80% de las emisiones. Dentro del sector energía, la generación de electricidad contribuye con poco menos de 30% del total de emisiones. Un monto similar es aportado por el sector transporte.

FIGURA 30: EMISIONES, CAPTURAS Y BALANCE DE GEI POR SECTOR, 1984-2006.



\* CUTS: Cambio y transformación de uso de suelo

Fuente: Segunda Comunicación Nacional, Ministerio de Medio Ambiente, 2011

Sin ahondar en los efectos que tiene el cambio climático en el medio ambiente y las personas y que ha sido largamente analizado en los respectivos informes del IPCC, está claro que por motivos de índole de responsabilidad, competitividad, imagen y de compromiso con Chile debe actuar prolijamente en este tema y que el sector eléctrico es una pieza clave en esto.

En ese sentido Chile es signatario de la Convención Marco de las Naciones Unidas frente al Cambio Climático desde Diciembre de 1994 y del protocolo de Kioto desde Agosto de 2002. El protocolo de Kyoto, define períodos de cumplimiento de compromisos de mitigación de emisión de GEI y sanciones por incumplimiento estableciendo además mecanismos de apoyo para lograr lo comprometido. Chile bajo estos marcos regulatorios pertenece a países denominados No-Anexo I, los cuales no poseen compromisos formales de reducción de emisiones. Recientemente

17. Ver [8]

18. Ver [6] y [10]

19. Al respecto es importante considerar algunos ejemplos de emisiones en el mundo desarrollado en la actualidad. Por ejemplo el promedio de países de la OECD y Estados Unidos emiten en la actualidad 10,7 y 18,7 ton/cápita respectivamente [11].

20. COP se refiere a Conference of the Parties y corresponde a la reunión anual de negociación que surge con posterioridad a la creación de la UNFCCC.

(COP15-Copenhague; COP16-Cancún<sup>20</sup>), sin embargo, y bajo una creciente presión porque se involucren estos países en compromisos de reducción de emisiones Chile ha suscrito un compromiso voluntario de reducción de emisiones que se transcribe a continuación:

*“..Chile tomará medidas de mitigación apropiadas para lograr una desviación del 20% por debajo de la línea base de emisiones “Business as Usual (BAU)” para el año 2020 según las proyecciones del año 2007. Para lograr este objetivo Chile necesitará un nivel relevante de apoyo internacional. Medidas de eficiencia energética, energía renovable y cambio de uso de suelo y silvicultura serán el foco principal de las acciones nacionales de mitigación de Chile.”*

El compromiso expresado en dicho texto no se ha expresado aún en un compromiso cuantitativo que aclaren las magnitudes de reducción que implicaría lograr tal objetivo. Esto en parte se debe a que no hay una definición de la trayectoria BAU para Chile y, adicionalmente, no hay claridad con respecto a la lectura del compromiso.

En este sentido se concluye que pese a que se ha avanzado en la institucionalidad en relación a la problemática del cambio climático<sup>21</sup>, no existe un objetivo claro al respecto (no hay una meta como la hay por ejemplo en el marco de una norma de calidad), lo que impide el diseño de instrumentos específicos. Esto último sin perjuicio de que se han desarrollado iniciativas en paralelo con claros beneficios en materia de reducción de emisión de GEI como son la Ley 20.257 de fomento de ERNC y las acciones enmarcadas en la Agencia Chilena de Eficiencia Energética. En la Tabla 32 se lleva a cabo un análisis de los tipos de instrumentos, afectando cada uno de los factores críticos que conforman los impactos en relación a este objetivo.

TABLA 32: TIPOS DE INSTRUMENTOS Y FACTORES CRÍTICOS ASOCIADOS AL OBJETIVO 2

FACTORES	RELEVANCIA / INSTRUMENTOS
Tecnología y Diseño	Este es un factor sumamente relevante para el logro del objetivo. El único instrumento que ayuda el cumplimiento de este objetivo es la Ley 20.257 de fomento de ERNC. Sin embargo, los resultados de este instrumento no se asocian a una política u objetivo ambiental claro. También aporta de manera significativa la Eficiencia Energética y en este sentido la creación de la Agencia Chilena de Eficiencia Energética y los instrumentos regulatorios y de incentivo que implementa, junto a la División de Eficiencia Energética del Ministerio de Energía.
Localización	No es relevante.
Operación	No es relevante.

21. El ejemplo más claro es la formación de la Oficina de Cambio Climático al interior del Ministerio de Medio Ambiente.

**Diagnóstico:** No existe claridad con respecto al objetivo ni institucionalidad ambiental adecuada.

### 5.3.3 Objetivo 3: Conservación del Patrimonio Ambiental y los Recursos Naturales

Chile ha manifestado su objetivo en relación a la protección de ecosistemas siguiendo los principios de la Convención de Washington (ratificada en 1967) y más recientemente la Convención de la Biodiversidad (ratificada en 1994) colocando en la base de este objetivo instrumentos asociados a las diferentes formas de protección de áreas específicas, tanto terrestres como acuáticas. Actualmente existen 27 figuras de protección, administradas por diversos organismos del Estado. De éstas, las principales son las presentadas en la Tabla 33.

FIGURA	OBJETIVO
Reserva de Región Virgen	Conservación estricta de las condiciones de vida primitivas naturales de flora, fauna, vivienda y comunicaciones.
Parque Nacional	Cuidado y protección de bosques y del medio ambiente, preservación de especies animales y vegetales y en general, la defensa del equilibrio ecológico.
Reserva Nacional	Conservación y utilización, bajo vigilancia oficial, de las riquezas naturales.
Monumento Natural	Conservación estricta de un objeto específico, ya sea una región o una especie determinada de flora o fauna.
Parque Marino	Preservar unidades ecológicas de interés para la ciencia y cautelar áreas que aseguren la mantención de la diversidad de especies hidrobiológicas, como también aquellas asociadas a su hábitat.
Reserva Marina	Resguardo de los recursos hidrobiológicos, con el objeto de proteger zonas de reproducción, caladeros de pesca y áreas de repoblamiento por manejo.
Santuario de la Naturaleza	Estudios e investigación geológicas, paleontológicas, zoológicas, botánicas o de ecología o que posean formaciones naturales, cuya conservación sea de interés para la ciencia o para el Estado.
Área Marina y Costera Protegida	Conservación in situ.
Bien Nacional Protegido	Fines de conservación ambiental, protección del patrimonio y/o planificación, gestión y manejo sustentable de sus recursos.

Fuente: Ministerio de Medio Ambiente

Los organismos que tienen a su cargo la administración y fiscalización de estas áreas son principalmente la CONAF, que tiene a su cargo el SNASPE (sistema nacional de áreas protegidas del Estado), la Subsecretaría de Pesca, el Servicio Nacional de Pesca, la Subsecretaría de las Fuerzas Armadas, el Consejo de Monumentos Nacionales y el Ministerio de Bienes Nacionales, que en conjunto suman 201 áreas de protección y aproximadamente 30 millones de hectáreas, las que representan el 20% del territorio nacional. El detalle de éstas se presenta en la Tabla 34.

TABLA 34: SUPERFICIE DE ÁREAS PROTEGIDAS TERRESTRES Y MARINAS EN CHILE

Designación/ Administración	Categorías Áreas Protegidas	Unidades	Superficie (H A)
<b>Áreas Protegidas en Ecosistemas Terrestres</b>			
CONAF – SNASPE	PN, RN, MN	101	14.657.320
Consejo de Monumentos Nacionales	Santuarios de la Naturaleza	41 (incluye Parque Pumalín)	438.520
Ministerio de Bienes Nacionales	Bienes Nacionales Protegidos	46	561.894
<b>Áreas Protegidas en Ecosistemas Marinos</b>			
SUBPE SCA / SERNAPE SCA/ SUBS. FFAA	PM, RM, AMCP	13 (incluye PM Motu Motiro Hiva)	15.078.123
<b>TO TAL</b>		<b>201</b>	<b>30.735.856</b>

Fuente: Ministerio de Medio Ambiente

Además de la declaración de áreas protegidas, la protección de la biodiversidad considera otros instrumentos: el SEIA, la clasificación de especies en categorías de conservación, los planes de recuperación y manejo de especies, la prohibición de caza a través de la Ley de Caza, las restricciones a la captura a través de la Ley de Pesca, las áreas protegidas privadas y las normas secundarias de calidad y de emisión.

A pesar de la existencia de una superficie importante bajo protección y de los demás instrumentos mencionados, actualmente se producen extinciones de especies. El diagnóstico elaborado previo a la última reforma a la Ley de Bases del Medio Ambiente consignó que existen grandes presiones sobre la biodiversidad, que actualmente se reconoce la extinción de cinco especies de plantas y una especie de ave marina y que la dispersión de las responsabilidades y atribuciones de protección en el Estado no favorece una gestión eficaz de protección. La existencia de cerca de 400 especies de flora y fauna en peligro de extinción o vulnerables, muchas de ellas fuera de las áreas protegidas, da cuenta de la fragilidad de la gestión de preservación de los ecosistemas tanto terrestres como acuáticos de alto valor ambiental.

Este diagnóstico llevó a legislar de modo de crear el Sistema Nacional de Áreas Silvestres Protegidas, bajo la responsabilidad del Ministerio de Medio Ambiente y la creación del Servicio de Biodiversidad y Áreas Silvestres Protegidas. A través de este servicio se busca centralizar y racionalizar las decisiones sobre conservación de especies y ecosistemas.

En lo que respecta al sector eléctrico, la sustentabilidad de los proyectos de inversión se pone a prueba principalmente a través del sistema de evaluación de impacto ambiental. En este proceso se dirime si el proyecto afecta o no a ecosistemas de alto valor ambiental, según

afecte áreas o especies protegidas o en categorías de amenaza. Algunas figuras de protección no admiten ningún tipo de intervención y otras, intervención restringida y regulada. Asimismo, a través del SEIA se examina el cumplimiento de los proyectos eléctricos con las normas ambientales primarias y secundarias, normas de emisión, normas de calidad de cuerpos de agua. El diseño de los proyectos puede modificarse para cumplir con las normas y con restricciones en el uso del agua.

En otras palabras, los factores que determinan la sustentabilidad de un proyecto eléctrico de generación y transmisión pueden afectar las decisiones de localización y de diseño.

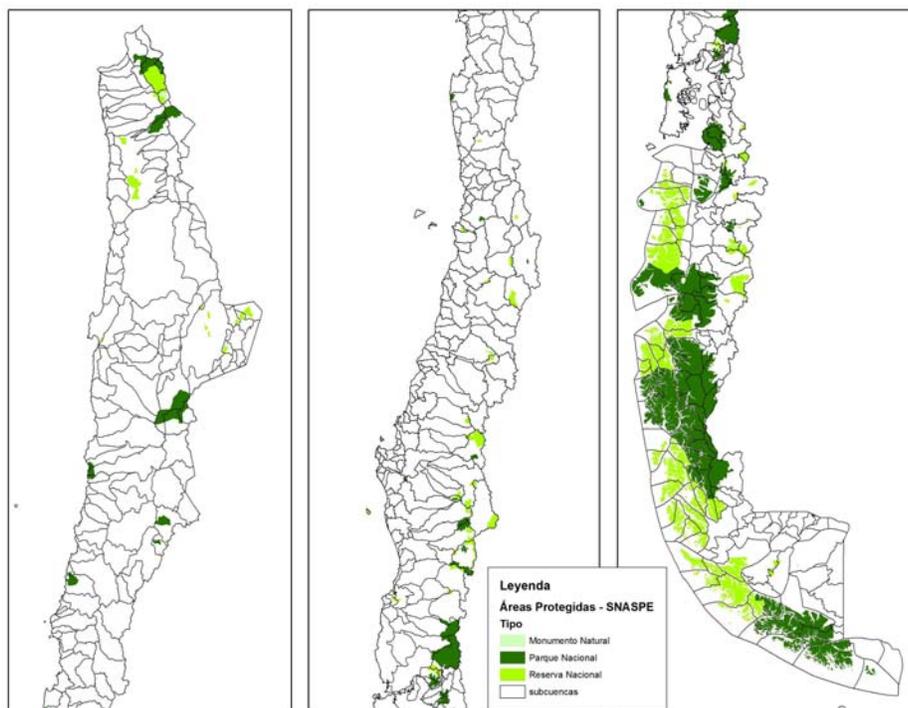
En lo que respecta a localización, si el sistema de áreas protegidas cubriera efectivamente todas aquellas áreas que ameritan excluirse de actividades económicas de alta intervención en el medio, se reduciría el conflicto sector eléctrico-medio ambiente, dado que los límites estarían claros para el inversionista. Sin embargo, la alta dispersión en las atribuciones sobre las áreas protegidas, unido al bajo presupuesto asignado a dicha protección ha llevado a una situación en que en algunas zonas una alta proporción del territorio está bajo protección, mientras en otras esta protección es escasa. Como resultado, al momento de analizarse proyectos que de acuerdo a la legislación no infringirían las normas, se producen conflictos porque en realidad existen valores a preservar no explícitamente considerados (especies no evaluadas o valores turísticos, entre otros) lo que es reclamado por comunidades locales y organizaciones dedicadas a la conservación.

La falta de claridad en cuanto a las áreas que deben quedar excluidas de intervención, con el objeto de preservar ecosistemas y especies de alto interés para la biodiversidad, es causa de incertidumbre para el desarrollo de capacidad de generación y también para la expansión de la transmisión. La mayor parte de los casos en que se produce conflicto en torno a proyectos eléctricos son situaciones en que no existen áreas declaradas protegidas a pesar de la existencia de especies en categorías de conservación o los proyectos se encuentran fuera de los límites de áreas protegidas pero se discute la justificación de los límites establecidos, o los proyectos se encuentran en zonas que se consideran de alto valor ecosistémico y/o virgindado, finalmente, situaciones en que no se han considerado criterios como valor turístico o competencia con otras actividades productivas.

A esta incertidumbre debe agregarse la existencia de 338 sitios prioritarios para la conservación de la biodiversidad que han sido declarados por las autoridades ambientales regionales (COREMAS) de la antigua administración (CONAMA) y que no tienen ningún estatus legal de protección.

En la Figura 31 se muestra la distribución de las áreas protegidas en el territorio nacional. Puede observarse que éstas se concentran en el sur del país. No obstante, existe consenso respecto a la importancia de proteger especies cuyo hábitat se encuentra en la zona norte, especialmente, en zonas costeras.

FIGURA 31: UBICACIÓN DE ÁREAS PROTEGIDAS DEL SNASPE



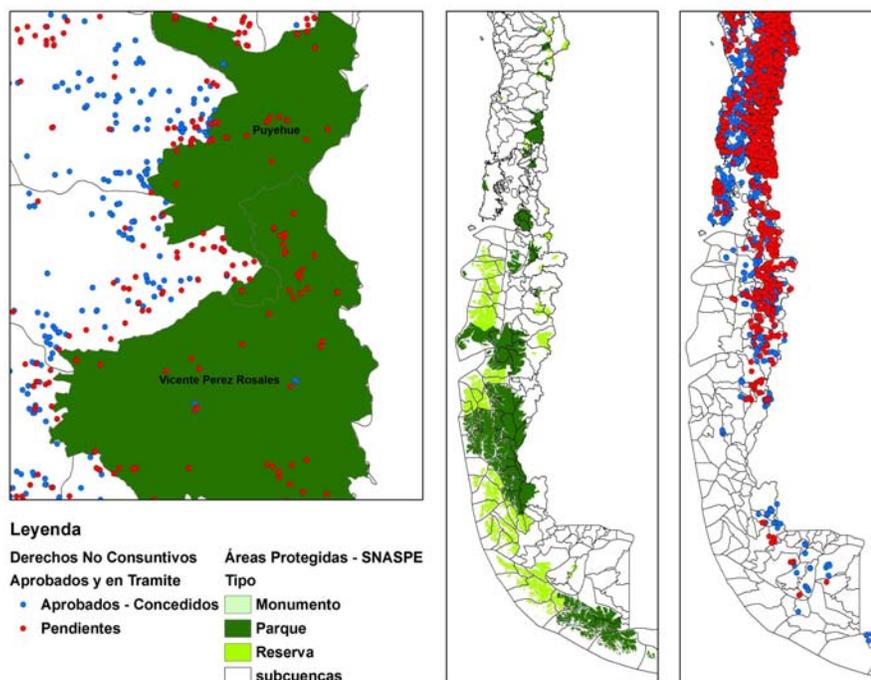
Fuente: Información con respecto a SNASPE proporcionada por Ministerio de Medio Ambiente.

La afectación de los ecosistemas acuáticos ocurre principalmente como resultado de los efluentes que impactan en cuerpos de agua en el caso de proyectos de generación térmica y como resultado de la intervención de los cauces en el caso de los proyectos hidroeléctricos. La elección de la localización en el caso de centrales térmicas y de cuencas o áreas de cuencas a ser utilizadas en el caso de los proyectos hidroeléctricos, determina en gran medida los impactos ambientales del proyecto. Asimismo, las condiciones que se establecen para el uso de los derechos de agua son fundamentales para la preservación de los ecosistemas. Una adecuada protección de los ecosistemas acuáticos exige conocimiento acerca de sus condiciones de base. Una de las fuentes de conflicto es la falta de conocimiento validado sobre los ecosistemas afectados por proyectos eléctricos. Las líneas de base surgen en el proceso de cada proyecto específico, muchas veces en cuencas o cursos de agua poco conocidos y la línea de base es cuestionada fuertemente en el proceso de evaluación. Entre los aspectos en que existe déficit de información y parámetros objetivos para la decisión se

cuenta la fijación de caudal mínimo ecológico en el caso de proyectos hidroeléctricos. Al respecto de este último punto, parece necesario entregar a continuación una breve descripción de una serie de instrumentos que en el marco del Código de Aguas y el SEIA son utilizados para la conservación de ecosistemas acuáticos. Estos instrumentos corresponden al caudal ecológico y el caudal de reserva.

La primera instancia en que se utiliza el instrumento del caudal ecológico es a través de la atribución sectorial que tiene la DGA a través del Código de Aguas y su Manual de Procedimientos para la Administración de los Recursos Hídricos. A través de esta atribución, la DGA restringe en base a la información estadística hidrológica la solicitud de un derecho de aprovechamiento. La fórmula actualmente en uso considera un caudal ecológico variable para el caso de derechos nuevos, con un tope superior del 20% y en casos calificados hasta el 40% del caudal medio anual [12]. Es importante destacar que este proceso de restricción en el otorgamiento de derechos de agua rige desde el año 2008. Adicionalmente se puede destacar que no existe incompatibilidad con respecto a la solicitud de derechos de agua y la existencia de áreas protegidas del SNASPE. Esto queda manifiesto en la Figura 32, donde se ha sobrepuesto un mapa de la ubicación de áreas protegidas del SNASPE y la ubicación de derechos de agua ya constituidos o pendientes. Se destaca la situación del Parque Vicente Pérez Rosales.

FIGURA 32: ÁREAS PROTEGIDAS SNASPE Y DERECHOS DE AGUA NO CONSUNTIVOS ASIGNADOS Y EN TRÁMITE



Fuente: Información con respecto a SNASPE proporcionada por Ministerio de Medio Ambiente. Información con respecto a derechos de agua proporcionada por DGA

Una vez que un proyecto cuyo titular posee derechos de agua (que pueden haber sufrido el proceso de restricción anterior o no) ingresa al SEIA, puede sufrir una nueva restricción en lo que pasaría a ser parte del *Caudal Ecológico Mínimo* definitivo. En este caso la definición de este caudal es más amplia que un simple análisis hidrológico teniendo por objetivo el de mantener la biodiversidad tanto en el agua como en su medio ambiente asociado. En el Manual de Procedimientos de la DGA este caudal queda definido en este sentido como:

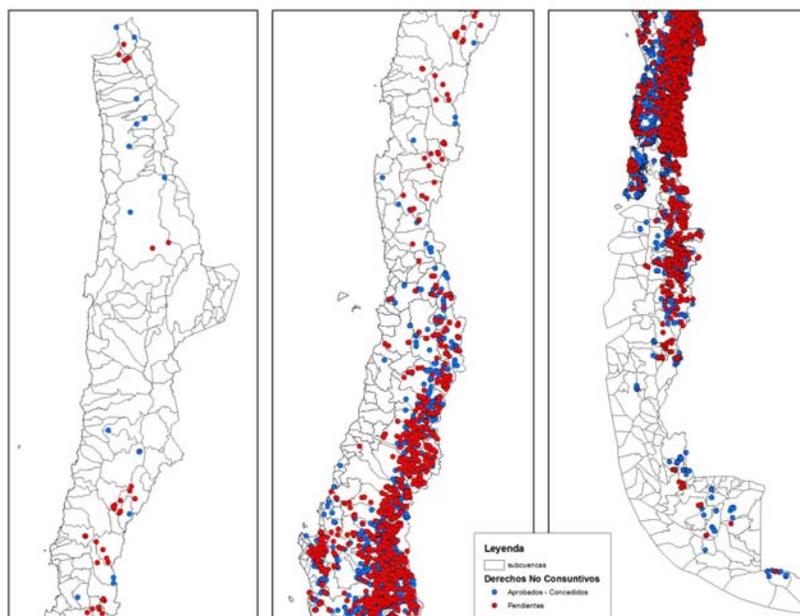
*“Caudal mínimo que debe mantenerse en un curso fluvial, de tal manera que los efectos abióticos producidos por la reducción de caudal no alteren las condiciones ecológicas del cauce, que limiten o impidan el desarrollo de los componentes bióticos del sistema (flora y fauna), como tampoco alterar la dinámica y las funciones del ecosistema, permitiendo así conservar la biodiversidad ([13])”*

Pese a que se han planteado varios lineamientos a seguir al interior de la DGA (Ver [12]) no hay claridad con respecto a la metodología que debe ser utilizada en la determinación del caudal ecológico. Es clave en esta metodología la participación de varios servicios que tendrían relación con la preservación integral de esta biodiversidad (ej. pesca, turismo, paisaje, entre otros).

El otro instrumento que tiene relación con la preservación de ecosistemas acuáticos corresponde al Caudal de Reserva. La modificación del Código de Aguas del 2005 define la norma para la aplicación de los caudales de reserva. De esta manera el Art. 147 bis inciso 3 indica: “Asimismo, cuando sea necesario reservar el recurso para el abastecimiento de la población por no existir otros medios para obtener el agua o bien, tratándose de solicitudes de derechos no consuntivos y por circunstancias excepcionales y de interés nacional, el Presidente de la República podrá, mediante decreto fundado, con informe de la Dirección General de Aguas, disponer la denegación parcial de una petición de derecho de aprovechamiento”. El año 2009, utilizando este mecanismo de caudal de reserva se denegaron parcial o totalmente solicitudes de derechos para tramos de los ríos Cochamó, Petrohué, Puelo, Murta, entre otros.

Es importante considerar que la figura de caudal de reserva se puede considerar en aguas no otorgadas. Esto limita su uso a secciones de río si se considera la información que se presenta en la siguiente figura, que muestra la ubicación de derechos ya entregados y derechos en proceso de asignación.

FIGURA 32: UBICACIÓN DE DERECHOS DE AGUA NO CONSUNTIVOS ASIGNADOS Y EN TRAMITE



Fuente: Información con respecto a derechos de agua proporcionada por DGA

Por último, en la Tabla 35 se lleva a cabo un análisis resumido de los tipos de instrumentos afectando cada uno de los factores críticos que conforman los impactos, en relación al objetivo de conservar el patrimonio ambiental y los recursos naturales.

TABLA 35: TIPOS DE INSTRUMENTOS Y FACTORES CRÍTICOS ASOCIADOS AL OBJETIVO

Factores	Relevancia/Instrumentos
Tecnología y Diseño	Este es un factor importante para el logro del objetivo. En el caso de proyectos hidroeléctricos existen diferentes medidas de mitigación en el diseño básico que pueden alterar el grado de impacto en ecosistemas acuáticos. Estas medidas de mitigación son exigibles en el marco del SEIA. El diseño de proyectos, tanto termoelectrónicos como hidroeléctricos, también es afectado por exigencias asociadas a normas de emisión.
Localización	Este factor es sumamente relevante con respecto al objetivo planteado. El tipo de instrumentos típicamente utilizando al respecto corresponde a las áreas protegidas. Con respecto a la conservación de patrimonio ambiental asociado a ríos o tramos de ríos, salvo el concepto de <i>caudal de reserva</i> utilizado en el marco del Código de Aguas, no existen mecanismos comparables a las Áreas Protegidas del SNASPE.
Operación	Este factor es relevante en especial con respecto a proyectos hidroeléctricos. Al respecto, en la actualidad el único instrumento que puede lograr este objetivo es el <i>caudal ecológico o ambiental</i> que se establece en el proceso de evaluación ambiental. Sin embargo, no hay claridad hoy con respecto a la manera en que se deben establecer estos caudales. Falta, muchas veces, la información de base y modelos adecuados. No hay instrumentos que permitan reducir impactos de proyectos ya en operación.

**Diagnóstico:** el objetivo de conservación del patrimonio ambiental y recursos naturales se plantea de manera clara en relación a las múltiples Convenciones que Chile ha firmado en esta materia. Sin embargo, los principales instrumentos utilizados para lograr el objetivo: las áreas protegidas y protección de especies vulnerables, no han demostrado lograr dicho objetivo en relación a los potenciales impactos de proyectos de generación y transmisión eléctrica.

## 5.4 Propuestas



En la sección anterior se realizó en relación a proyectos eléctricos un breve análisis de diagnóstico de la expresión de diferentes objetivos ambientales y de los instrumentos al interior de la institucionalidad ambiental que se han diseñado para lograr estos objetivos. Como resultado de este diagnóstico se describen a continuación una serie de propuestas que pretenden resolver los elementos más deficitarios encontrados. Estas propuestas se enmarcan en tres grupos correspondientes a los tres objetivos antes descritos.

### 5.4.1 Consolidación de Instrumentos para proteger la Salud de las Personas

Para seguir complementando y mejorando el instrumental de gestión en el tema de la protección de la salud humana y especialmente de las emisiones atmosféricas, más allá de la implementación y fiscalización de las nuevas normas de emisión para termoeléctricas y de calidad en cuanto a PM2.5, se propone:

- a) La elaboración de una red de monitoreo de calidad del aire, en línea, fácilmente accesible y entendible para el ciudadano.
- b) Mejorar los modelos de dispersión de los contaminantes y adquirir mayor conocimiento sobre los impactos de distintos contaminantes.

### 5.4.2 Plantear Objetivo Claro en Materia de Reducción de GEI e Impactos del Cambio Climático

Con respecto a las emisiones de GEI urge una definición clara del compromiso de reducción de emisiones. El compromiso debe ser expresado en un compromiso cuantitativo que aclara las magnitudes de reducción. Para esto, la Comisión recomienda que se lleve a cabo una definición de la trayectoria BAU para Chile y a presentar con claridad la lectura del compromiso adquirido tomando en cuenta antecedentes nacionales, así como los compromisos que adquirieron otros países no Anexo I.

En segundo lugar se sugiere darle todo el apoyo que se requiera a la iniciativa MAPS (MAPS-Chile: Opciones de Mitigación para Enfrentar el Cambio Climático). Esta iniciativa se considera como un pilar importante para acordar las estrategias necesarias a nivel país para emprender acciones de mitigación que ayudan a cumplir con el compromiso país aludido anteriormente.

Contempla actividades de elaboración de información básica sobre el cambio climático, elaboración de escenarios y su evaluación, identificación de acciones de mitigación relevantes y la elaboración de una hoja de ruta país para el camino hacia una economía baja en carbono. En esta iniciativa país, que fue iniciada a mediados del año 2011, hay un SteeringCommittee conformado por representantes de seis ministerios, así como un Comité de Construcción de Escenarios (ScenarioBuildingTeam) que estará conformado por 40-60 individuos provenientes de ONGs, academia, empresas y sector público. Atribuimos gran valor a esta iniciativa multiactores y estratégica para el país en el tema del cambio climático.

En tercer lugar, se debe avanzar con respecto a la internalización de los costos que implican las emisiones de GEI por ejemplo en asociación al problema de la Huella de Carbono que se describiera anteriormente en este capítulo. Para esto, se debe buscar limitar el crecimiento de estas emisiones mediante el uso de las herramientas más costo-efectivas y que buscan un cambio de comportamiento de los sectores productivos en sus metodologías de producción. En el Ministerio de Energía se está trabajando con el Banco Mundial en una iniciativa denominada, PartnershipforMarketReadiness (PMR), que busca avanzar en el análisis y eventual implementación de algún mecanismo de mercado dirigido a la reducción de GEI. Urge discutir los supuestos y los resultados de estos estudios posteriormente avanzar en el diseño más específico de un instrumento. Al respecto de los efectos que tendrían instrumentos de este tipo, se puede mencionar que a modo de ejercicio se realizó la simulación de un caso hipotético en el que existiera un impuesto a la emisión de carbón. Los resultados indican, de acuerdo a lo presentado en el capítulo de escenarios, aumentos en la penetración de ERNC.

### 5.4.3 Mejorar la Conservación del Patrimonio Ambiental en Relación a Proyectos de Generación y Transmisión Eléctrica

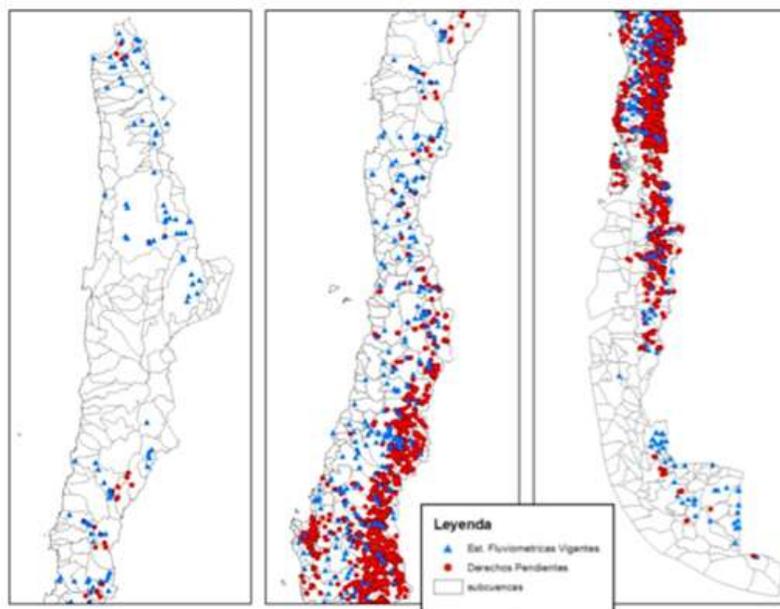
Con el objeto de mejorar los estándares de sustentabilidad del desarrollo eléctrico y reducir el riesgo ambiental de éste, se considera que en lo que respecta a la protección de los ecosistemas y la biodiversidad se requiere, entre otras medidas: mejorar sustantivamente el conocimiento de las cuencas hidrográficas y los ecosistemas acuáticos en general; trabajar en políticas de localización de centrales térmicas en función del valor ambiental de áreas aptas; definir claramente las áreas que deben ser sujetas de protección en las zonas centro-norte del país y los grados de protección y restricciones de actividad económica. Considerando tanto la biodiversidad como el valor paisajístico y turístico; definir criterios y metodologías consensuados para la determinación de los caudales ecológicos mínimos aplicables a los

desarrollos hidroeléctricos; desarrollar líneas de base priorizando las zonas que presentan mayores conflictos potenciales y fragilidad ecológica.

### 5.4.3.1 Mejoramiento de las Líneas de Base

Se propone la participación activa del Estado<sup>23</sup> en desarrollo de líneas de base en áreas o zonas de interés para proyectos de generación eléctrica y de transmisión. La determinación de áreas de interés debería contemplar la participación del sector privado y las autoridades sectoriales. La realización de las líneas de base puede ser contratada previo acuerdo de las bases entre los Ministerios de Medio Ambiente y de Energía. Esto puede servir de mecanismo positivo de proposición de localización en el caso de centrales térmicas y sistemas de transmisión y de guía para las decisiones sobre proyectos hidroeléctricos. Este tipo de trabajo se puede complementar con programas específicos de investigación vía CONICYT en aspectos críticos como ecohidrología. También es necesario un apoyo al trabajo de monitoreo de variables críticas meteorológicas, hidrológicas y de calidad que desarrollan diferentes instituciones del Estado (ej. DGA, DMC). Con respecto a esto último se puede destacar por ejemplo la carencia de información hidrológica en zonas con una alta solicitud de derechos de agua no consuntivos tal como se muestra en la Figura 33.

FIGURA 33: UBICACIÓN ESTACIONES HIDROLÓGICAS DGA Y DERECHOS DE AGUA NO CONSUNTIVOS EN TRAMITE.



23. El Estado tiene ahora responsabilidad sobre el desarrollo de LB a partir de la Ley 19.300. Los servicios y el SEA tienen la responsabilidad de exigir LB adecuada para identificar impactos y evaluar las medidas propuestas por el titular. Esta propuesta beneficiaría de manera especial la evaluación de impactos de proyectos de tamaño mediano o bajo (incluyendo mini hidra tipo ERNC), ya que muchas veces no se cuenta en estos casos con los recursos básicos para realizar una evaluación adecuada de impactos al nivel requerido.

### 5.4.3.2 Mejorar las Decisiones de Localización de Centrales Térmicas

Estudiar las zonas aptas para desarrollo de centrales térmicas futuras e identificar áreas de mínimo impacto ambiental, social y afectación de otras actividades económicas. Esta medida puede ser implementada con participación del sector privado y el Estado y puede concluir:

- a) Con la identificación de áreas recomendadas.
- b) Con la identificación de áreas recomendadas, con línea de base aprobada por el Ministerio de Medio Ambiente.
- c) Lo anterior y en el caso de áreas de Bienes Nacionales, con la posibilidad de licitar espacios para la instalación de proyectos con infraestructura compartida.

### 5.4.3.3 Proteger Tramos de Cursos de Agua con Potencial Hidroeléctrico de Acuerdo a su Valor Ecológico y en el Marco del Proyecto de Ley del Servicio de Biodiversidad y Áreas Protegidas.

Realización de estudios del valor ecológico en función de la biodiversidad y la fragilidad del ecosistema, de las cuencas hidrográficas (o parte de ellas) aun no desarrolladas en proyectos hidroeléctricos, incorporando la información ya levantada en cuencas que forman parte de sitios prioritarios o de Áreas Protegidas ya existentes del SNASPE.

Por otra parte, se propone crear una figura de protección para tramos de cursos de agua equivalentes a las existentes para ecosistemas terrestres y marinos (Parque, Reserva, Monumento y/o Santuario) en el proyecto de ley que crea el Servicio de Biodiversidad y Áreas Protegidas. De esa manera se pretende proteger tanto la parte terrestre como acuática de un área con alto valor ecológico lo que no ocurre en la actualidad tal como se presentara con anterioridad.

Con estas iniciativas se busca lograr en el marco del Servicio de Biodiversidad y Áreas Protegidas la priorización de cauces de agua para el desarrollo hidroeléctrico, lo que es una práctica común en la institucionalidad de países que tienen un importante desarrollo de hidroelectricidad tal como queda demostrado en el estudio "Hidroelectricidad: Revisión internacional de Instrumentos de Regulación y Política Ambiental" [ver 13].

#### 5.4.3.4 Mejorar Limitaciones en el Proceso de Evaluación y Seguimiento de Impactos en Ecosistemas Acuáticos.

En relación el proceso de evaluación y seguimiento de impactos asociados a proyectos hidroeléctricos se propone:

- a) Desarrollo de guía de evaluación de caudal ambiental en el marco del SEA consensuada a nivel interministerial, que puede materializarse en una Resolución del Consejo de Ministros de Sustentabilidad.
- b) Considerando la incertidumbre en la evaluación de impactos en ecosistemas acuáticos y la posibilidad real de que las líneas bases cambien en el tiempo, por ejemplo en relación a los impactos del cambio climático (ver Anexo 4) se propone:

Que la RCA en el marco de la nueva institucionalidad asociada a los Tribunales y Superintendencia Ambiental sea usada como un instrumento de gestión ambiental con Planes de Seguimiento.

Exigir una revisión del Caudal Ecológico Mínimo en un periodo propuesto, que puede ser entre 30 y 50 años, emulando prácticas que se utilizan en países con un importante desarrollo de hidroelectricidad tal como se presenta en el [14].

#### 5.4.3.5 Mejorar la Gestión Ambiental de los Proyectos en Operación

- a) Impulsar el desarrollo de nuevos convenios de operación de las centrales existentes, que incorporen dimensiones ambientales, como parte de las estrategias de RSE.
- b) Establecer un sistema de información ambiental, que contenga los indicadores ambientales de todas las centrales generadoras existentes, en un modelo acordado entre el Ministerio de Medio Ambiente y el sector privado.

#### 5.4.3.6 Desarrollar y Aplicar una Metodología para la EAE<sup>24</sup> de Escenarios de Generación Eléctrica

Considerando la nueva institucionalidad ambiental del país se propone impulsar el establecimiento de la práctica de realizar la EAE de la política eléctrica. Para llegar a ello, se propone impulsar el desarrollo de metodologías y su aplicación a partir de una fecha futura a fijar.

---

<sup>24</sup> Evaluación Ambiental Estratégica

## 6. Sociedad y Desarrollo Eléctrico

### 6.1 Generalidades

» Durante los últimos años, la demanda de la sociedad chilena por un mayor acceso a la información sobre las políticas públicas ha aumentado acentuadamente, así como lo ha hecho el requerimiento de mayor transparencia y de "accountability" por parte de las instituciones encargadas de dichas políticas.

Al mismo tiempo, se percibe un deterioro en la credibilidad de las instituciones encargadas de las decisiones claves de política pública, en diversos ámbitos. Esto representa riesgos para el avance en políticas que resultan críticas para el desarrollo económico y social al que la sociedad chilena aspira.

Ante la pérdida de credibilidad de las instituciones formales, cobran mayor influencia organizaciones que sin tener necesariamente la representación y adhesión de la mayoría de la población, determinan y condicionan decisiones de política vitales para ella. Se hace necesario entonces que en temas críticos de alta preocupación pública, la ciudadanía aumente sus capacidades para formarse opinión fundada, sobre la base de información ampliamente legitimada.

La política eléctrica ha sido puesta crecientemente en cuestión, particularmente por la percepción de que sus estándares ambientales y sociales no son adecuados. La preocupación por la protección del medio ambiente y por los impactos sociales del desarrollo eléctrico ha aumentado en el tiempo, así como también la percepción de que las decisiones no se toman tomando en cuenta las preferencias de la sociedad, sino en base a consideraciones tecnocráticas y de beneficio privado.

Más allá de mejorar continuamente las políticas ambientales y los estándares de sustentabilidad del sector eléctrico, es necesario entender las posiciones de la ciudadanía, y atender a sus requerimientos de información y participación, complementariamente y respetando las instancias institucionales que tienen a su cargo el liderazgo en las políticas. Ese es el objeto de este capítulo, que analiza la formación de las percepciones en la sociedad, y posibles propuestas para aumentar la credibilidad de las políticas y reducir la conflictividad del desarrollo energético.

## 6.2 Análisis de la Formación de Percepciones Ciudadanas sobre la Energía en Chile



Las percepciones y opiniones se construyen en base a dos tipos de elementos. En primer lugar, responden a estímulos coyunturales y específicos –reacción a sucesos imprevistos, cambios en el entorno directo, nueva información sobre temas particulares. Pero, en segundo lugar, esta reacción, está siempre mediada por un factor cultural de mayor alcance, relacionado a cómo los individuos definen sus posiciones valóricas y hacen sentido de su entorno.

Todo indica que más allá de los eventos y sucesos puntuales que pueden estar afectando la percepción ciudadana sobre la energía y sus fuentes en Chile, ésta se incrusta en –y se explica a partir de– un cambio cultural mayor. A grandes rasgos se puede decir que la percepción ciudadana sobre el desafío energético en Chile no puede ser separado de la irrupción del medioambiente como nuevo foco de interés en la sociedad chilena, a la vez que éste último debe ser entendido como una creciente preocupación por la expansión de la racionalidad tecnocrática.

En efecto, y siguiendo la tendencia de las sociedades más desarrolladas la temática medioambiental se ha posicionado en un lugar cada vez más relevante en la agenda ciudadana. Después de los derechos humanos, la educación y los temas laborales, las protestas por temáticas medioambientales son las que mayor cantidad de manifestantes han convocado entre 2000 y 2010, además de ser la tercera temática con mayor incremento anual promedio.

Según la Encuesta Mundial de Valores, en 1996 el 56% de los chilenos indicaban que preferían “cuidar el medioambiente” por sobre el “crecimiento económico y la creación de empleos” (36%). Diez años después, la protección del medioambiente subía al 67% mientras la preferencia por el crecimiento económico bajaba al 31%. Asimismo, las encuestas de 1996 y 2000 preguntaron si “los humanos deben dominar la naturaleza” o si, por el contrario, “los humanos deben coexistir con la naturaleza”, pregunta clásica para evaluar afinidad medioambiental. La opción por el dominio humano cayó en el periodo del 14% al 8%, mientras la preferencia por la coexistencia aumentó del 86% al 92%.

Lo central es que esta preocupación medioambiental se convierte en un punto de referencia para hacer las evaluaciones sobre la matriz energética y la industria eléctrica. Las fuentes de energía, las necesidades eléctricas del país y las restricciones técnicas y económicas se entienden, analizan y comparan teniendo como trasfondo el medioambiente y su protección. El peso de la variable medioambiental en la constitución de las percepciones sobre la matriz eléctrica queda

de manifiesto en un estudio reciente realizado por la Comisión Nacional de Energía [19]. En éste se testeaba la valoración medioambiental contraponiendo –a modo de trade-offs- la contaminación por efecto de la producción eléctrica con otros dos desafíos de la industria, la dependencia energética y el costo de la electricidad de uso doméstico. El resultado fue categórico: los chilenos priorizan –y con amplio margen- la protección del medioambiente por sobre la dependencia energética o el precio final de la electricidad [19]. Así, aunque quede pendiente una definición más clara de cuánto el ciudadano chileno estaría dispuesto a sacrificar económicamente por una mayor protección ambiental, queda en evidencia que algún sacrificio económico está dispuesto en incurrir.

La sensibilidad medioambiental también define las preferencias por las distintas fuentes de energía eléctrica. Puestos a evaluarlas, los chilenos perciben la energía solar –seguida de la eólica- como la fuente más limpia, barata y segura, mientras que en el otro extremo ven a la termoeléctrica como la más sucia (y débil). Ante dicho mapa de percepciones, no extraña que frente a la pregunta “¿A cuál de las siguientes fuentes cree Ud. que se le debe dar mayor prioridad en Chile?”, los encuestados empapan medioambientalmente su elección y opten por la solar (41%), seguida muy de lejos por la hidráulica (22%) y la eólica (19%). En el último lugar, incluso más abajo que la nuclear, los chilenos castigan a la termoeléctrica –la opción ‘sucias’- con el 2% de las preferencias.

Es importante destacar, sin embargo, que las preferencias señaladas revelan grados importantes de desconocimiento respecto de los costos actuales, los impactos locales y las restricciones operativas de muchas de estas tecnologías (impacto en el suministro de la intermitencia de generación, en el caso solar y eólico, por ejemplo), pero tal es la percepción de una parte importante de la sociedad. Esto refleja la necesidad de que la ciudadanía disponga de más y mejor información al momento de formarse opinión .

No obstante lo anterior e independientemente de la disponibilidad de información, la sensibilidad ambiental, entonces, es un factor clave para explicar las percepciones de los chilenos sobre la energía. Sin embargo, lo fundamental es que cuando los ciudadanos hablan de ‘medioambiente’, no se refieren al entorno biofísico, a la fauna o a la flora. Es decir, no hablan de ecología en los términos que lo hacen los expertos y técnicos en medioambiente. Estudios cualitativos muestran, más bien, que la noción de ‘medioambiente’ refiere al imaginario de un estado natural previo a los efectos indeseados del abuso tecnológico y de la modernidad [19]. La idea de medioambiente remite a todo aquello –lo natural, lo puro, lo humano- que ha sido destruido en la búsqueda de mayor desarrollo. Es por esto que la noción de ‘medioambiente’ sea siempre referida a la idea decivilidad: el medioambiente como representación de la armonía, del respeto, de la comunidad,

FIGURA 34: MODELO DE CONSTRUCCIÓN DE PERCEPCIONES SOBRE ENERGÍA



Así, la configuración básica de las percepciones sobre la energía y sus fuentes de producción puede ser modelada de la siguiente forma: cuando una fuente de energía se percibe como medioambientalmente nociva –o cuando se esgrime el medioambiente como razón de su mala evaluación-, lo que se hace no es vincular dicha fuente con la pérdida de la biodiversidad o con la emisión de gases de efecto invernadero. Lo que se hace es asociarla a un estado de las cosas donde la racionalidad instrumental y la lógica tecnocrática –los motores de la modernidad y el desarrollo económico- han triunfado al costo de perder los valores, las conductas y los espacios propios de una vida más natural y sencilla.

Lo anterior no anula el creciente uso de conocimiento técnico por parte de la ciudadanía, por ejemplo en los Estudios de Impacto Ambiental, en procesos judiciales o procesos de participación ciudadana dentro de los Planes de Descontaminación Ambiental. Se trata, más bien, de identificar la clave que detona la movilización de dicho conocimiento y de constatar que junto a este tipo de argumentaciones técnicas convive, con mucha fuerza, percepciones que vinculan la temática energética a preguntas más comprensivas sobre la constitución de lo social y la calidad de vida

### 6.3 El Rol de la Información y su Nueva Configuración

» La información cumple un rol central en la formación de percepciones y opiniones. La cantidad, calidad y oportunidad de la información que recibimos impacta en qué entendimiento hacemos de un tema, cuál es el grado de urgencia que le damos y cómo lo relacionamos con otras dimensiones y preocupaciones.

En lo que respecta a la temática energética y medioambiental y en particular a los sucesos de Barrancones e HidroAysén vividos en el último año, hay dos elementos que llaman la atención.

En primer lugar, que la cantidad de información se multiplica. Esto, a su vez, está relacionado con la emergencia de nuevos medios y nuevas tecnologías de comunicación. Según diversas encuestas y estudios<sup>28</sup>, el 51% de los chilenos tiene un computador, el 41% posee conexión a internet y 7,3 millones de chilenos se conectan a internet, ya sea desde el hogar, el trabajo o la escuela. De la población que usa internet, se estima que el 92% utiliza redes sociales, colocando a Chile como líder de la región en el uso de estas herramientas [20].

Lo central es la importancia que cobra internet y las redes sociales para explicar los hábitos de consumo de noticias y las lógicas de información. En efecto, el 57% de los usuarios en Chile –alrededor de 4,1 millones de personas- utilizan internet para informarse y ver noticias, mientras que el 45% de los usuarios de Twitter –que alcanzan a los 900 mil chilenos- usan esta herramienta con el mismo fin. En este contexto no extraña, por ejemplo, que la búsqueda de “barrancones punta choros” e “hidroaysen” en Google arroje 56.800 y 543.000 resultados respectivamente. Es decir, fruto de la expansión de internet y la propagación de las redes sociales, las fuentes de información se multiplican y proliferan, quebrando cualquier parámetro de control.

Por ello, y como efecto de la proliferación informativa y dada la particular naturaleza que adquiere la información en este nuevo contexto tecnológico, la frontera entre el conocimiento experto y lego –o entre el técnico y el profano- tiende a desvanecerse.

Lo anterior se explica por varios factores: primero, la naturaleza interactiva de los nuevos medios hace que una información, por más fidedigna que parezca, pueda ser interpretada y re-interpretada ad infinitum; en segundo lugar, la opinión pública se enfrenta a ‘nuevas especies de problemas’ sociotécnicos ([22], [23]): situaciones controversiales de alta complejidad en las que se hace difícil separar la dimensión técnica o científica de la ética, económica o política. Por ejemplo, para el caso de HidroAysén es imposible separar –en la práctica- la decisión técnica (hacer cinco represas) del dilema ambiental (afectar una zona natural) y de una pregunta económica (cuánto cuestan las alternativas), no habiendo consenso cuál de estas dimensiones debe priorizarse sobre las demás; en tercer lugar, y dada la mayor complejidad de las materias, las fuentes legítimas de información se multiplican permitiendo una mayor diversidad de posiciones para interpretar la controversia, sin que exista un único conocimiento válido e incontestable capaz de dirimir el conflicto. El estudio de la Comisión Nacional de Energía [19] detectaba muy bien esta situación. En éste se preguntaba por cuán importante era la opinión de varios actores a la hora de decidir sobre la construcción de una

---

28. Ver [25], [20], [30].

planta nuclear en el país. De entre varias alternativas, las preferencias recayeron –con prácticamente la misma frecuencia de menciones- en tres actores: los científicos e ingenieros (74,8%), los ambientalistas (74,4%) y la ciudadanía en general (68,2%). En otras palabras, ante una decisión compleja, la ciudadanía le otorga legitimidad a fuentes técnicas de información y conocimiento, pero también a fuentes morales (el ambientalismo) y sociales (la acción de los demás).

El efecto de todo lo anterior –la posibilidad de construcción colectiva de la información, la emergencia de una nueva especie de problemas y la distribución de las fuentes legítimas de información- es que para los individuos cada vez tiene menor sentido la demarcación entre lo fáctico y lo emocional, entre el conocimiento experto y el ordinario o entre los datos ‘duros’ y las percepciones ‘blandas’. A la hora de formarse una opinión, se enfrentan a un campo donde toda aseveración tiene su correspondiente contra argumentación, con evidencias, lógicas e informaciones de proveniencias diversas y tan legítimas como la técnico-experta. Dicho de otra manera, ya no es posible ubicar lo ‘verdadero’ en un espacio, actor o institución determinada y fija.

Lo anterior no impide crear instancias –por parte de entidades gubernamentales- de educación y formación. Por el contrario, y en este contexto se vuelve de primera necesidad contar con espacios donde se entregue información factual, se resuelvan dudas técnicas y se disipen temores. Lo central, sin embargo, es no asumir que dicha información es la única válida y que quien la conteste lo hace por su poca o inexistente racionalidad. Dicho de otro modo, no se trata de convencer o ‘evangelizar’ a la población, sino de articular las condiciones para contar con un debate informado y ecuánime. Si la opinión pública –y especialmente los actores, locales o globales, que rechazan un proyecto dado- interpretan una instancia de educación como la imposición unilateral de supuestos y perspectivas, cualquier espacio de este tipo está destinado al fracaso. Por el contrario, si estos espacios se abren, por ejemplo, a una discusión ordenada o a la exposición coherente de diversas posturas<sup>29</sup>, su impacto en la formación de una opinión pública informada puede ser significativo<sup>30</sup>.

---

29. Para un modelo de referencia ver la iniciativa Acuerdos ([www.acuerdos.cl](http://www.acuerdos.cl)) de la Casa de la Paz.

30. En todo caso, en paralelo, proporcionar información básica y fácilmente accesible en temas tales como el funcionamiento del sistema energético-eléctrico, mapeos de ubicación del potencial de ERNC, sistemas en línea que muestran el despacho de distintos tipos de energía, etc., es una función que necesariamente tiene que ser asumido por el sector público. Como destacan en el informe “Análisis de las tendencias de opinión y percepciones de la sociedad sobre desarrollo energético y medio ambiente” del Ministerio de Energía (2011), en la revisión de la experiencia internacional, por ejemplo en Nueva Zelanda: “...se observa que la transparencia y el acceso a la información es un pilar básico de la convivencia social...” (Informe 2, p.172).

## 6.4 Propuestas Enfocadas a mejorar los Espacios de Diálogo

» En un contexto donde las percepciones sobre la energía son inseparables de aquellas sobre la modernidad y sus efectos nocivos, donde se multiplican los canales de información, donde los problemas se vuelven multidimensionales y donde se multiplican las fuentes autorizadas de conocimiento, cómo, dónde y con quién crear diálogos se vuelve una pregunta crítica.

Para dar respuesta a esta pregunta es necesario, en primer lugar, definir lo que se entiende por 'diálogo'. En segundo lugar, perfeccionar las instancias formales de participación ciudadana provistas en la institucionalidad actual. Y en tercer lugar, innovar y crear plataformas complementarias de participación y diálogo, coherentes con los sistemas democráticos de toma de decisiones.

Los espacios de diálogo pueden definirse de acuerdo a tres modelos. El primero, es el de la alfabetización, en que los no-expertos son vistos como agentes irracionales cuyas opiniones están determinadas por la falta de conocimiento, y el objetivo es 'educarlos'. El segundo modelo, es el de la participación, en que los no-expertos son tomados como agentes que pueden complementar y/o mejorar las decisiones de los expertos a través del diálogo. El tercero<sup>31</sup>, es el de la "co-producción", que indica que en la medida que se multiplican controversias sin contornos definidos y en las cuales parte de la controversia es definir cuál es ésta, los ciudadanos no sólo dan su opinión sobre las decisiones, sino que exigen participar en su diseño. Se trata de situaciones en las que los 'expertos', los 'ciudadanos' y el 'problema' que los enfrenta, lejos de estar fijos y dados de antemano, son posiciones que pueden definirse en el proceso mismo de la controversia y del diálogo que ésta posibilita.

Considerando las diversas opciones de participación y diálogo, es importante evaluar cuál de ellas puede adaptarse en mejor forma a la institucionalidad chilena, y a las características de nuestra sociedad. Pero es necesario reconocer que crecientemente los chilenos quieren participar más activamente de la vida pública. Esto se demuestra por la multiplicación de la participación en organizaciones funcionales, que entre el año 2002 y el 2010 aumentó de cerca de 35.000 a casi 70.000 ([27])<sup>32</sup>. Las protestas y movilizaciones colectivas también crecen. En el período 2000-2010, 3.249.356 personas realizaron alguna acción colectiva de protesta [18]. De éstas,

---

31. [16], [17], [32].

32. Si para el año 2002 había una organización funcional por cada 452 habitantes, diez años después había una organización por cada 255 habitantes. Si en 1998 habían 3 organizaciones ciudadanas surgidas como reacción a planes o intervenciones urbanas, hacia el año 2009 habían crecido a 34. Ver [29].

el 27,5% lo hicieron en el intervalo 2000-2005; el restante 72,5% en los último cinco años de la década. De especial importancia son las protestas por temas medioambientales. Como se dijo más arriba, el crecimiento de este tipo de manifestaciones ha sido explosivo: 70.878 personas se manifestaron por temáticas medioambientales el período 2000-2010, el 74% de éstas en la segunda mitad de la década.

No sólo es conveniente evaluar las formas de participación ciudadana, sino también revisar la usual distinción que se realiza entre conflictos locales y globales o nacionales y que ha estado presente en el debate sobre los últimos conflictos sociales en torno a grandes proyectos eléctricos.

Varios estudios sobre controversias medioambientales sugieren que es cada vez más difícil demarcar entre conflictos locales –ceñidos a la comunidad directamente afectada por el proyecto- y nacionales o globales –relacionados con procesos más amplios de opinión pública y la participación de actores internacionales. Esto se debe, a grandes rasgos, a dos razones. Primero, a que lo local y lo global son fases en la trayectoria de una controversia medioambiental: un conflicto es siempre local y, en algún momento y por una variedad de factores, puede escalar a nivel regional, nacional o internacional. La segunda razón es que debido a las nuevas tecnologías un conflicto local se convierte en cualquier minuto en uno global. La proliferación de blogs y de las redes sociales hace muy fácil el escalamiento.

#### 6.4.1 Público Local

Es necesario considerar que un proyecto cualquiera (eléctrico o industrial de otra naturaleza) no se origina en el vacío. Previo a la concepción de un proyecto están las definiciones de política energética y ambiental, que determina el tipo de iniciativa de inversión y las definiciones de desarrollo regional y local que el proyecto deberá considerar para su diseño y localización. Por ello, la participación ciudadana debe ocurrir en los diferentes ámbitos y no sólo en relación con los proyectos de inversión.

Con respecto a la participación ciudadana dirigida al público local, debe potenciarse la participación en los procesos de discusión y definición de los planes reguladores comunales, intercomunales y en los planes de desarrollo regional, que son las instancias institucionalizadas para la gestión del desarrollo local, y que pueden entregar definiciones globales que determinarán el tipo de proyectos de inversión que podrán insertarse localmente y bajo qué condiciones.

En lo que se refiere a los proyectos específicos, la instancia de participación principal es

actualmente la que se produce a través del SEIA. A este nivel, el objetivo fundamental debe ser asegurar que la participación de las comunidades directamente involucradas es informada, efectiva y capaz de crear un espacio de confianza en la limpidez del proceso, independientemente de las diferencias de posición.

Dado lo anterior se propone revisar los espacios participativos del SEIA. A grandes rasgos, el procedimiento de participación ciudadana contemplado para un Estudio de Impacto Ambiental (EIA) incluye tres elementos: (a) el titular del proyecto debe publicar en el Diario Oficial y en un diario de circulación nacional o regional un extracto del EIA para informar de éste a la ciudadanía, (b) personas naturales o jurídicas pueden entregar sus observaciones en un plazo de 60 días hábiles y (c) las observaciones que presentadas son respondidas ya sea por el SEA regional o la Dirección Ejecutiva. Este procedimiento, si bien ha permitido ordenar el mecanismo participativo, es insuficiente. Se pueden identificar tres debilidades principales:

- El plazo para la participación ciudadana es muy reducido (60 días hábiles), lo que puede ser revisado.
- La participación debe estar contemplada en cada etapa del proceso considerando que un proyecto puede tardar años en ser calificado ambientalmente y pasar por varias “adenda”..
- La comprensión de los EIA –y la modalidad de entrega de observaciones- requieren conocimientos técnicos no siempre presentes en las comunidades.
- Los EIA levantan temáticas sociales que, siendo a veces inseparables de las ambientales, no siempre son recogidas por los mecanismos participativos.

Las principales modificaciones propuestas son las siguientes:

- *Información:* además de la publicación en el Diario Oficial y en un diario de circulación nacional o regional, los proyectos deben ser explicados a la comunidad en instancias presenciales, abiertas y participativas y adaptadas a los niveles de conocimiento y características culturales de los grupos directa e indirectamente afectados. Dependiendo del tamaño de la comunidad y de la diversidad de actores locales que la compongan, los proponentes del proyecto deben realizar todas las explicaciones públicas que sean necesarias.
- *Proceso continuo:* el proceso de participación ciudadana debe contemplar metodologías

y espacios participativos para cada etapa del EIA, evitando que la participación quede restringida a la realización de observaciones al proyecto cuando se inicia su tramitación. Actualmente los ciudadanos pueden dar opinión cuando el proyecto es presentado; dado que el proyecto sufre modificaciones por efecto de las observaciones, es preciso que la participación continúe en cada etapa relevante del proceso<sup>33</sup>.

- *Mixtura de mecanismos*: para asegurar la participación amplia, junto a las observaciones se podría incluir metodologías deliberativas (mesas, foros, asambleas), proyectuales (charrettes), y métricas (encuestas)

Junto con el mejoramiento y la creación de nuevos espacios de participación local, es fundamental implementar plataformas de participación a escala nacional y global. Dentro de éstos se deben considerar espacios dirigidos a dos objetivos diferenciados.

Primero, es muy importante buscar esquemas de socialización de la temática energética y ambiental, que incluyan formas de participación ciudadana, que permitan construir opinión pública informada y faciliten encontrar puntos básicos de consenso.

A nivel internacional existen varias experiencias diferentes, que son interesantes de conocer sin perjuicio de su aplicabilidad en nuestra institucionalidad. Una de ellas son las "consensus conferences" o 'conferencias de consenso' (CC)<sup>35</sup>, en que se selecciona aleatoriamente a un número de participantes a nivel nacional a partir de un mix de variables sociodemográficas para que este grupo representativo, a modo de jurado ciudadano, se informe sobre una controversia socio-técnica, debata sobre ella y elabore un documento final, que no es vinculante pero que es legitimado frente a la opinión pública y los actores políticos y empresariales como la 'posición ciudadana' frente a la controversia. Otra experiencia es la brasilera, con las consultas que se hacen en torno a los Planes de Expansión de Energía, en que los Planes Decenales de Expansión de Energía son sometidos a "consultas" con el fin de "aumentar la transparencia a través de la contribución de los agentes que operan en el sector energético, la comunidad académica y otros sectores de la sociedad brasileña"<sup>36</sup>. Otra experiencia es la de California, donde la Comisión de Energía debe preparar cada dos años un informe de política energética (integrated energy policy report, IEPR), bajo un proceso participativo, con talleres que incluyen múltiples

---

33. Este tema se recoge en la propuesta de reforma al SEIA.

actores. Los comentarios de los actores forman parte del Informe y son usados por el Comité del IEPR en la elaboración de sus recomendaciones finales.

En Chile es interesante considerar la iniciativa “Plataforma de Escenarios Energéticos 2030”, en que se han convocado una diversidad de actores y ha logrado tener una continuidad en el tiempo. Esta iniciativa se ha constituido en un espacio de diálogo interesante de evaluar, al momento de plantear un sistema permanente de análisis participativo de la política energética.

Consecuentemente y entendiendo que debe encontrarse una forma de participación adecuada al ordenamiento institucional y regulatorio chileno, además de las demandas actuales de la sociedad, se propone lo siguiente:

**A. Sistema Participativo de Discusión de la Política Energética de Largo Plazo**

- Estudiar en profundidad las experiencias de participación en la definición de políticas a nivel internacional.
- Evaluar la instauración de un esquema de participación con las siguientes características principales:
  - i. Periódicamente (por ejemplo cada 4 años), los Ministerios de Energía y de Medio Ambiente convocarán a un análisis de la política energética de largo plazo.
  - ii. La convocatoria incluirá el análisis de los principales tópicos bajo discusión en la sociedad en el período en cuestión y que se plasman en políticas de largo plazo. En el caso actual, por ejemplo, se incluiría la estructura de la matriz energética y eléctrica, la política de estímulo para ERNC, política de eficiencia energética, la evolución de los estándares de sustentabilidad ambiental en el sector eléctrico, potenciales de distintas tecnologías, etc.
  - iii. La convocatoria incluirá a organizaciones académicas, centros de investigación, organismos públicos, asociaciones empresariales, asociaciones de consumidores, entre otras.
  - iv. El foco del ejercicio sería la evaluación del estado del sector y las políticas, y presentar

---

35. Para más información ver <http://www.tekno.dk/subpage.php3?article=468&toppic=kategori12&language=uk> o [http://www.co-intelligence.org/P\\_ConsensusConference1.html](http://www.co-intelligence.org/P_ConsensusConference1.html)

36. Estudio del Ministerio de Energía, 2011, p.174

al ordenamiento institucional y regulatorio chileno, además de las demandas actuales de la sociedad, se propone lo siguiente:

**A. Sistema Participativo de Discusión de la Política Energética de Largo Plazo**

- Estudiar en profundidad las experiencias de participación en la definición de políticas a nivel internacional.
- Evaluar la instauración de un esquema de participación con las siguientes características principales:
  - i. Periódicamente (por ejemplo cada 4 años), los Ministerios de Energía y de Medio Ambiente convocarán a un análisis de la política energética de largo plazo.
  - ii. La convocatoria incluirá el análisis de los principales tópicos bajo discusión en la sociedad en el período en cuestión y que se plasman en políticas de largo plazo. En el caso actual, por ejemplo, se incluiría la estructura de la matriz energética y eléctrica, la política de estímulo para ERNC, política de eficiencia energética, la evolución de los estándares de sustentabilidad ambiental en el sector eléctrico, potenciales de distintas tecnologías, etc.
  - iii. La convocatoria incluirá a organizaciones académicas, centros de investigación, organismos públicos, asociaciones empresariales, asociaciones de consumidores, entre otras.
  - iv. El foco del ejercicio sería la evaluación del estado del sector y las políticas, y presentar y discutir las políticas y aspectos críticos para el desarrollo de largo plazo; sería responsabilidad del Ejecutivo presentar una evaluación inicial del sector, y las políticas propuestas, y convocar a la discusión; esto debe realizarse con un alto grado de transparencia: establecer sistemas de información que permitan que el público general pueda conocer los trabajos y resultados del análisis.
  - v. El ejercicio debe contemplar la participación ciudadana, de modo que en distintas etapas del trabajo se exponga a través de medios abiertos los análisis, sus fundamentos y supuestos y se puedan recibir las observaciones de la ciudadanía.
  - vi. Los resultados deben exponerse en diferentes foros abiertos, incluyendo presentaciones en diferentes regiones, el congreso, universidades y redes sociales, entre otros ámbitos.

vii. Una vez recibidas las opiniones y observaciones de la ciudadanía, se elabora un informe integrado y la autoridad propone una política de largo plazo, que es presentada en el Congreso.

### ***B. Sistema Permanente de Información Pública Energético-Ambiental***

La creación de confianza en las políticas públicas y en particular en las áreas más sensibles, como energía y medio ambiente, así como la posibilidad de contar con un público adecuadamente informado para un mejor proceso de formación de opinión, requiere mejorar la calidad y cantidad de información a la que tiene acceso el público. Una forma de propender a un mayor conocimiento y fomentar la familiaridad con los temas sectoriales es la creación de un sistema de información energético-ambiental, creado por los Ministerios de Energía y Medio Ambiente, que entregue información sobre la evolución del sector, su estructura, los temas críticos y los indicadores ambientales y no ambientales del sector, traducidos a un lenguaje accesible al público general. Se trataría de un sistema de información, con mecanismos de interactividad.

### ***C. Gestión Privada de Información sobre los Proyectos de Inversión***

- En tercer lugar, es fundamental pensar cada proyecto que ingresa al SEIA como un proyecto que puede, eventualmente, convertirse en una controversia global. La respuesta a esta situación no debe ser evitar u obstaculizar el escalamiento, sino asumirlo como un fenómeno esperable para, así, anticiparse a él. Una propuesta en esta dirección sería recomendar como buena práctica que cada proyecto ingresado al SEIA suba un sitio web de acceso público, financiado por el proponente y de actualización continua donde al menos se informe sobre las características del proyecto, antecedentes de sus proponentes, efectos ambientales, plan social, procesos administrativos; y proporcione un espacio para recoger opiniones y sugerencias.

El mérito de una iniciativa de este tipo es la creación de una plataforma para demostrar que los proyectos están abiertos a y reconocen la naturaleza multiescalar de la opinión pública, además de promover un debate informado.

#### ***D. Educación Energética***

Desarrollar mecanismos efectivos de comunicación y educación en temas de energía, es fundamental para generar conciencia en la población, acerca de los trade-off entre el desarrollo económico, las necesidades energéticas y el medio ambiente. Bajo esta premisa, se requiere superar las brechas de información que existen en los diferentes públicos y grupos ciudadanos, con el objetivo de lograr debates con posiciones informadas y evitar polarizaciones subjetivas en los argumentos.

La institucionalidad energética cumple un rol clave en el desarrollo de iniciativas de este tipo, y debe tener un rol de liderazgo en la promoción y debate de los temas energéticos. El Ministerio de Energía debe consolidar esfuerzos como articulador en la incorporación de información sobre temas energéticos, que permitan acercar los contenidos a la ciudadanía. Resulta fundamental además, procurar tener herramientas para la gestión de información a nivel regional, que consoliden la presencia institucional en todo el territorio nacional.

En definitiva, es relevante integrar en el conocimiento público, los ejes básicos de política energética, es decir, que se debe abastecer la demanda al menor costo posible, con seguridad, y con energía limpia. Con el propósito de dar a conocer estos lineamientos, el enfoque del trabajo educativo debe sostenerse en dichos pilares fundamentales.

En este sentido, el principal objetivo de una estrategia de educación energética, iría en la línea de aportar a la construcción de un conocimiento público sobre los temas energéticos, que permita a la ciudadanía participar de un debate abierto e informado, en los temas de mediano y largo plazo.



## 7. Nuevos Temas de la Estrategia Energética

### 7.1 Eficiencia Energética

#### » 7.1.1 Recomendaciones en Eficiencia Energética

Después de la fase inicial de mediados de la década pasada, de introducción de la EE en la agenda política y como tema público, es conveniente consolidar la Eficiencia Energética como política pública, teniendo presente que debe compatibilizarse con el mantenimiento de una política de precios de la energía que refleje sus costos económicos, y con una apertura de la economía que permita la incorporación de nuevas tecnologías.

La evolución de la institucionalidad, con la creación, en noviembre 2010, de la Agencia Chilena de Eficiencia Energética, de derecho privado, y la División de Eficiencia Energética en el Ministerio de Energía, requiere actuar con una estrategia claramente delineada. Ésta debe ser coordinada no solo entre la Agencia y la División, sino también destacando el rol de los otros actores articuladores y creadores de mercado relevantes, tales como la Asociación Nacional de ESCOs, la Asociación de Empresas Eléctricas, la Asociación de Distribuidores de Gas, entre otros.

Tampoco se debe olvidar la importancia de la presencia y coordinación con los ministerios sectoriales, responsables de la efectividad y eficiencia de la política y regulación sectorial respectiva. Especialmente relevantes son, en este sentido, los Ministerios de Transporte, Educación, Vivienda, Economía, Medio Ambiente, Minería y Agricultura. Se espera que se constituya un mecanismo de coordinación interministerial para coordinar las medidas sectoriales de Eficiencia Energética<sup>37</sup>.

La base de una estrategia decidida de Eficiencia Energética la constituye un reconocimiento de la Eficiencia Energética como una fuente energética con características particulares y destacables que hacen imprescindible la intervención pública:

- Al contrario de otras fuentes energéticas, que, por fuente, tienen tecnologías y procesos de generación unitarios, la Eficiencia Energética tiene un sinnúmero de tecnologías y costos

37. Para esto existía entre el año 2006 y el año 2010 la Comisión del programa país de eficiencia energética creada por DS 336 de 14.12.2005.

diferentes. Asimismo, tiene una expresión diferente en distintas zonas climáticas del país.

- Aunque gran parte de la explotación del potencial de Eficiencia Energética tiene costos unitarios muy por debajo de otras fuentes energéticas, la inversión en Eficiencia Energética debe ser compartida por el sector público y el sector privado representado por los cientos de miles de consumidores y clientes finales.
- La EE es claramente la forma ambientalmente más benigna de generar energía, en sus aspectos globales (emisiones CO2) así como locales. El consumidor final, al practicarla, reduce las externalidades negativas de otras fuentes energéticas. Se está lejos de internalizar todos los costos de estas externalidades, aún en los países más industrializados.
- Por su diversidad, complejidad y dinámica de soluciones tecnológicas, una gran dinámica de innovación, así como por inercias institucionales y culturales, la Eficiencia Energética no se materializa con mucha facilidad y requiere de elaborados mecanismos de información, con actualizaciones continuas, y un alto nivel de maduración de conocimiento y capacidades de los distintos actores de mercado.
- La inversión inicial en el recambio tecnológico puede ser significativa y el flujo de retorno y amortización es de largo plazo, lo cual implica claramente un impedimento importante para muchos de los proyectos de EE.

Hay una gran cantidad de países que actualmente cuentan, más allá de una Política o Estrategia general, con un Plan de Acción de Eficiencia Energética más específico<sup>38</sup>. Los elementos claves de esos Planes de Acción se repiten y son generalmente muy similares. En Chile, en 2010 fue realizado el “Estudio de Bases para la Elaboración de un Plan Nacional de Acción de Eficiencia Energética 2010-2020”. Es muy coherente con lo que se planteó en el “Plan Estratégico 2007-2015 del Programa País de Eficiencia Energética”, elaborado en 2008, así como con el “Mapa Estratégico” original que fue elaborado de manera participativa en 2005, al inicio de la creación del Programa País de Eficiencia Energética.

Asegurar la continuidad en la estrategia debe ser, en esta fase, absoluta prioridad, para generar la confianza suficiente de los consumidores en todos los ámbitos, y asegurar la gradual creación de un mercado y una cultura de Eficiencia Energética.

Las políticas centrales (dirigidas al recambio tecnológico, la innovación, y cambios de conducta

---

38. Entre éstos se encuentran los países de la Unión Europea (de acuerdo a Directiva 2006/32/CE), Australia, Nueva Zelanda, distintos Estados de los EEUU. Brasil y México se encuentran en distintas fases de desarrollo de un Plan de Eficiencia Energética. Otros países, tales como Sudáfrica, cuentan con una Estrategia más bien general, sin un Plan de Acción específico indicativo. También existen numerosos ejemplos de países que cuentan con leyes marcos de Eficiencia Energética, tales como Japón y Uruguay.

en los más diversos ámbitos) del “Estudio de Bases para la Elaboración de un Plan Nacional de Acción de EE 2010-2020” propuesto son:

**Edificaciones, envolvente y gestión de edificios de los sectores residencial, comercial y público (CPR):**

- Reducir la demanda energética de la edificación existente,
- Fomento a la edificación nueva con altos estándares de eficiencia energética, y
- Fomento de eficiencia energética urbana.

**Transporte, consumo de energía en transporte caminero, ferroviario, marítimo y aéreo.**

- Recolectar y sistematizar datos sobre el uso de energía en todos los modos y sectores del transporte,
- Incentivar una mayor eficiencia en el transporte de pasajeros,
- Incentivar una mayor eficiencia en el transporte de carga (Caminero, Ferroviario y Marítimo),
- Fomentar la eficiencia energética en el Transporte Aéreo.

**Artefactos, nuevos y existentes en los sectores CPR:**

- Mejoramiento de la eficiencia energética en nuevos artefactos y
- Reducción de los consumos de artefactos existentes,

**Industria y minería, procesos energéticos en la industria y la minería.**

- Incentivar una mayor eficiencia energética en los grandes consumidores industriales y mineros e
- Incentivar una mayor eficiencia energética en los pequeños y medianos consumidores industriales y mineros

**Sector Eléctrico, generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.**

- Incentivar la eficiencia energética en centros de transformación de energía eléctrica
- Incentivar la eficiencia energética en los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica.

Mientras que las primeras dos se dirigen básicamente al consumo de energía térmica y de combustibles, los últimos tres son principalmente temas energético-eléctricos. En el Plan propuesto se anuncian, para las cinco áreas principales, 25 líneas de acción. Como temas transversales quedan:

- Educación y Concientización,
- Demostración,
- Investigación y desarrollo en EE,

- Recolección y manejo de información de base,
- Estándares mínimos de EE y Etiquetado de equipos,
- Mecanismos de financiamiento.

En los temas transversales se ha incluido también la medición y verificación de programas, lo que permitirá contar con una cuantificación real de los beneficios de la eficiencia energética. La siguiente figura resume los datos básicos del Plan Nacional de Acción propuesto, en términos de ahorros así como costos de las acciones incluidas.

FIGURA 35: AHORROS, ACCIONES Y COSTOS ASOCIADOS AL PLANNACIONAL DE ACCIÓN

Sector	Edificación	Artefactos	Industria & Minería	Transporte	Eléctrico (*)	TOTAL
Número de Políticas	2	2	2	2	2	10
Número de líneas de acción	5	3	5	8	5	24
Número de Programas	20	29	20	21	17	112
Ayuda a la inversión	4	0	3	0	0	7
Promoción	2	0	8	1	0	9
Formación	3	0	2	4	0	9
Actuaciones normativas	3	0	4	8	0	15
Asistencia	1	0	3	1	0	5
I&D, Demostrativo	3	0	0	0	0	3
Información	1	1	1	3	17	22
MEPs&Etiqu	3	18	2	1	0	24
Gestión	0	0	4	3	0	7
Recambio	0	10	1	0	0	11
<b>Costo Acumulado Total [MM\$]</b>	289.091	93.571	21.217	21.417	1.567	426.829
<b>VA Costo acumulado [MM\$]</b>	192.601	71.247	17.141	17.959	1.279	300.197
<b>Ahorro Acumulado total [Tcal] (promedio Opt y Pes)</b>	<b>43.165</b>	<b>21.070</b>	<b>77.117</b>	<b>20.543</b>	n.a	<b>161.895</b>
<b>Ahorro año 2020 total [Tcal] (promedio Opt y Pes)</b>	<b>5.740</b>	<b>4.909</b>	<b>19.332</b>	<b>4.101</b>	n.a	<b>34.082</b>
<b>Ahorro al 2020 % promedio (promedio Opt y pes)</b>	<b>13%</b>	<b>14%</b>	<b>14%</b>	<b>4%</b>	n.a	<b>10%</b>
<b>Referencias</b>						
Potencial técnico PRIEN 2008 [Tcal]	8.431	4.908	22.580	10.881	n.a	46.800
Potencial técnico, benchmarking sector eléctrico [Tcal]					37.102	
<b>(*) En este sector se realizan estudios en lugar de programas</b>						

Es la opinión de esta Comisión que los temas transversales, más allá de ser recogidos en cada una de las políticas y líneas de acción sectoriales, deben recibir especial atención. Como ejemplo, la continuidad en campañas masivas, no solo en momentos críticos de abastecimiento energético, se considera como esencial para lograr generar un cambio cultural en el país con respecto a este tema.

Las políticas y líneas de acción propuestas deberán ser formuladas de manera urgente como estrategia oficial, la cual debe ser difundida a la brevedad.

El Programa específico propuesto debe contener metas de EE concretas, cuantitativas, a ser alcanzados durante este Gobierno (incluyendo el año 2015). El presupuesto debe acoplarse a estas metas y estos horizontes de tiempo, con un monitoreo anual. En 2014 se inicia un proceso de revisión de metas para el período 2015-2019.

Adicionalmente a esto el Ministerio de Energía trabaja también en el sector leña, con el objetivo de mejorar la calidad de la leña y regular la eficiencia energética de los artefactos que utilizan leña y otros dendroenergéticos. En los temas transversales se ha incluido también la medición y verificación de programas, lo que permitirá contar con una cuantificación real de los beneficios de la eficiencia energética.

Los temas transversales, más allá de ser recogidos en cada una de las políticas y líneas de acción sectoriales, deben recibir especial atención. Como ejemplo, la continuidad en campañas masivas, no solo en momentos críticos de abastecimiento energético, se considera como esencial para lograr generar un cambio cultural en el país con respecto a este tema.

Las políticas y líneas de acción propuestas deberán ser formuladas de manera urgente como estrategia oficial, el cual debe ser difundido a la brevedad.

Los Programas específicos propuestos deben contener metas concretas, en lo ideal cuantitativas, a ser alcanzados durante este Gobierno (incluyendo el año 2015). El presupuesto debe acoplarse a estas metas y estos horizontes de tiempo, con un monitoreo anual. En 2014 se inicia un proceso de revisión de metas para el período 2015-2019.

Las actividades de la División de Eficiencia Energética del Ministerio de Energía, y de la Agencia Chilena de Eficiencia Energética deberán ser presupuestadas y evaluadas para establecer su contribución hacia esta meta general<sup>39</sup>. Adicionalmente, proyectos con un efecto de cambio de mercado o cultural de largo plazo son evaluados y presupuestados por separado. La cartera de proyectos de las dos instituciones debe constar de un mix adecuado entre proyectos de corto y largo plazo.

---

*Actividades de otros ministerios contribuyentes a la meta se pueden reconocer también bajo este mecanismo. Aunque esta meta puede parecer baja, es efectivamente ambiciosa, ya que son las reducciones reales que se generan a través de las iniciativas concretas coordinadas por las instituciones del Gobierno.*

Los temas claves y urgentes en temas regulatorios o que significan proyectos legislativos a la brevedad son:

- Retomar la discusión sobre el rol de las distribuidoras eléctricas y de gas, específicamente sobre una ley de desacople y metas de eficiencia energética, para lo cual el Ministerio de Energía preparó una propuesta a principios de 2010<sup>40</sup>.
- El financiamiento a mediano plazo de la Estrategia oficial de EE. Aunque se reconoce que los presupuestos son anuales, la discusión presupuestaria debe orientarse a la Estrategia.
- Los requerimientos a los grandes consumidores de energía<sup>41</sup>.
- MEPS (mínimum energy performance standards) y/o prohibiciones de ciertos productos tales como las ampolletas incandescentes<sup>42</sup>.
- Es recomendable que los planes de eficiencia energética cuenten con los adecuados presupuestos que le permitan llevar delante de buena forma los programas.

El cambio institucional a la creación de la Agencia Chilena de Eficiencia Energética debe ser tomado como una oportunidad para optimizar el uso de los recursos públicos para ejecutar la política pública de Eficiencia Energética, y para estimular el rol de otros actores en el mercado de la EE.

Finalmente, se hace hincapié que al menos tan importante como contar con una Estrategia, metas y su implementación, es el monitoreo, la cuantificación y la medición de las acciones de EE. La cuantificación de la costo-efectividad, y la medición de la reducción del consumo energético y también de las reducciones de emisiones de CO<sub>2</sub>, son la base para la priorización de las futuras intervenciones y de los presupuestos que se deben destinar. Son también la base de la continuidad de los programas, de la rendición pública y la transparencia. Son la base para poder integrar la EE como una fuente más en la planificación energética.

---

40. Se debe apuntar a aumentar el papel de la eficiencia energética en los servicios energéticos ofrecidos por las empresas distribuidoras. Los modelos a discutir en este sentido incluyen el modelo de desacople aplicado en sus distintas versiones en los EEUU, el modelo de imponer un pago porcentual a las utilidades de las empresas distribuidoras para financiar programas de eficiencia energética, y otras formas de incentivar la inclusión de eficiencia energética en los servicios ofrecidos por las distribuidoras, incluyendo por ejemplo la regulación de una tarificación diferenciada y medidores inteligentes. En caso de establecerse un mecanismo de desacople junto con metas de EE para las distribuidoras, éstas deben ser integradas en las metas anuales de EE del Plan Nacional de EE.

41. Ejemplos incluyen obligaciones en cuanto a planes periódicos de eficiencia energética, que se supervisen por la autoridad pública, o metas específicas de eficiencia energética, u obligaciones de tener un encargado de la gestión de energía.

42. El tema específico de la prohibición de las ampolletas incandescentes se ha aplicado ampliamente, en países tales como la Unión

## 7.2 Hidroelectricidad en el Sur

» Si bien en capítulos anteriores se han tocado temas relativos al desarrollo de la hidroelectricidad y al medio ambiente, pareció necesario dedicar un espacio específico para el desarrollo del potencial de la hidroelectricidad en gran escala y en particular el proveniente del sur de Chile (Regiones X y XI) debido a su importancia y también por su relevancia en la agenda de la discusión pública. La Comisión considera que, por su magnitud, la generación de hidroelectricidad en las regiones indicadas es una fuente de energía potencial muy relevante para la matriz eléctrica futura. En particular, aquella localizada en la XI Región presenta importantes ventajas: baja correlación con la variabilidad hidrológica de la zona centro del SIC, confiabilidad y regularidad de producción, baja emisión de GEI y ventajas estratégicas asociadas a la reducción de la dependencia energética de combustibles importados. Asimismo, estudios recientes indican que para esta región los impactos negativos del cambio climático serían relativamente menores que para sistemas localizados en la región centro sur. Por otra parte, las simulaciones que se hicieron indican que el aprovechamiento de estos recursos podrían permitir tener la seguridad de disponer de energía a partir de la década del 2020 a costos inferiores y más estables a los previstos sin este tipo de energía (ver capítulo 3, de escenarios). Por todos estos atributos, la Comisión estima que el país debe contemplar el aprovechamiento del recurso hídrico que dispone en la zona sur del país. La Comisión considera importante destacar que se estima que en la XI Región podrían existir al menos 6000 MW potenciales, que de ser desarrollados implicarían impactos relevantes en la región. Por ello, y dadas las características de esta zona, es aconsejable aplicar especialmente las recomendaciones que se han efectuado en los capítulos 5 y 6 a la hora de analizar el desarrollo del potencial energético y la infraestructura de transporte asociada. Se recomienda que, teniendo presente la magnitud potencial estimada, la autoridad especialmente a través de los Ministerios de Energía y de Medio Ambiente, lidere un proceso de análisis y estudio del uso de los recursos energéticos regionales y de su impacto ambiental. Dicho proceso además de tener en cuenta antecedentes y estudios existentes de diversos organismos, debería considerar los eventuales requerimientos de infraestructura en general y la identificación y análisis de las opciones de localización de la infraestructura de transmisión eléctrica y vial requerida por todo el potencial hidroeléctrico en el largo plazo, que minimicen el impacto sobre las áreas de alto valor ambiental y paisajístico. Lo anterior deberá ser coherente con los programas de desarrollo regionales, así como los mencionados estudios deberán contemplar mecanismos abiertos y públicos para recoger las inquietudes y propuestas ciudadanas, y los resultados y conclusiones deberían ser comunicados e informados de manera transparente a la opinión pública en general.

La Comisión se hace un deber aclarar que los permisos otorgados a proyectos específicos no están puestos en cuestión, y deben ser tomados como dados, respetándose la institucionalidad vigente. El objetivo de la discusión y estudio propuestos es constituir una mirada estratégica a la explotación del potencial hidroeléctrico del sur, sus ventajas y desventajas, y las posibilidades y límites de una convivencia entre distintas intervenciones en la zona.

Cabe señalar además que esta Comisión identificó una serie de perfeccionamientos en materia de gestión ambiental y participación social, que se recomienda sean incorporados al marco regulatorio actual. Estos perfeccionamientos implican cambios en los sistemas de gestión, administrativos y/o regulatorios, que toman tiempo en su implementación, por lo que, y sin perjuicio de agilizar al máximo la puesta en marcha de las recomendaciones, debe reconocerse que los proyectos de inversión actualmente aprobados o en proceso de calificación con las reglas vigentes no deben paralizarse o retardarse por efecto de la implementación de estos perfeccionamientos.

## 7.3 ERNC

### 7.3.1 Introducción

» La conveniencia de incrementar la participación de Energía Renovable No Convencional en la matriz de energía eléctrica, ha sido tema de discusión en Chile durante los últimos años, debido principalmente a la necesidad de diversificar la matriz energética para aumentar la seguridad de suministro, la creciente preocupación de la sociedad por el medio ambiente, al menor impacto ambiental de estos proyectos y las alzas sostenidas de los precios de los combustibles fósiles.

Con la intención de promover la incorporación de estas energías en la matriz energética, en los últimos años la política seguida por las autoridades ha consistido en identificar las barreras que enfrentan estos tipos de proyectos e implementar acciones destinadas a remover dichas barreras. El fundamento de dicha política ha sido el diagnóstico de que, producto del encarecimiento de las fuentes convencionales, de la caída en los costos que ha generado el desarrollo tecnológico de las energías renovables no convencionales y la gran riqueza de recursos naturales del país, existen múltiples proyectos de energías renovables no convencionales que siendo competitivos frente a las alternativas convencionales pero que no han podido desarrollarse por que enfrentan variadas barreras.

En los últimos años se hicieron modificaciones legales para asegurarle a estas fuentes de energía el acceso a las líneas de transmisión, se crearon en CORFO subsidios a los estudios

de pre inversión y líneas de financiamiento preferencial, se realizaron estudios y campañas de medición para dimensionar e identificar los recursos disponibles, y se creó el Centro de Energías Renovables, entre otras medidas. Adicionalmente, en abril del año 2008 fue promulgada la Ley 20.257 con el propósito de promover el acceso de las ERNC al mercado de los contratos. Esta Ley, en lo fundamental, obliga a los comercializadores, so pena de incurrir en un cargo, a abastecer con ERNC un porcentaje de la energía que vendan vía contratos. La Ley incorporo dos mecanismos de gradualidad. En primer lugar, el porcentaje comienza en 5% en el año 2010 y se incrementa hasta alcanzar un 10% en el año 2024. Adicionalmente, la obligación solo se aplica sobre los nuevos contratos por lo que para su plena implementación deben primero vencer los contratos vigentes. El monto del cargo, establecido para incentivar el cumplimiento de lo estipulado en la ley, alcanza a 0,4 UTM/MWh (en el primer año de incumplimiento 0,6 UTM/MWh en el segundo año), equivalentes aproximadamente 30 y 45 US\$/MWh respectivamente.

### 7.3.2 Diagnóstico

Con motivo de la elevación de los precios del mercado eléctrico, de la eliminación de las múltiples barreras y la entrada en vigencia de la ley se esperaba que la penetración de las ERNC comenzaría a expandirse de manera gradual (tal como se estableció en la Ley). Si bien los estudios indicaban la existencia de un potencial significativo de ERNC competitivas, también había conciencia de que el desarrollo de los proyectos suele tomar muchos años por lo que no era serio anticipar una penetración muy acelerada en los primeros años de vigencia del nuevo marco regulatorio. Además también se sabía que persistían otras múltiples barreras que requerían su remoción, a través de una intervención de política pública para que pudiesen aprovecharse plenamente los recursos energéticos del país.

El desarrollo de los proyectos observado estos últimos años ha sido positivo y en general conforme a lo que se anticipaba. En efecto, han entrado en operación proyectos de las más diversas tecnologías (minihidro, biogás, biomasa y eólicos), se está construyendo el primer proyecto industrial fotovoltaico, y se están realizando perforaciones profundas de exploración geotérmica a lo largo del territorio. En la Tabla 36 se observa la cantidad de proyectos aprobados y en calificación en el SEIA desde el año 2006, y en la Figura 36 la evolución en términos de potencia instalada de dichos proyectos.

Adicionalmente, ha existido una gran variedad de nuevos actores y con diversas modalidades de comercialización que han ingresado sus proyectos al SEIA (Ver Tabla 37), eligiendo algunos

comercializadores desarrollar o comprar su propios proyectos, otros contratar a través de PPAs la energía de proyectos ERNC de terceros, asimismo hay desarrolladores que han vendido su energía a clientes libres directamente, otros han preferido participar en el mercado spot y transar el atributo renovables, y también se observa que algunos clientes libres están desarrollando por sí mismo proyectos de ERNC. En la tabla 38 se presentan el listado de las concesiones geotérmicas otorgadas.

TABLA 36: PROYECTOS ERNC INGRESADOS AL SEIA DESDE 2006

	Aprobado	En Calificación	Total
Biomasa	9	2	11
Eólica	30	9	39
Geotérmica	0	1	1
Hidráulica	41	11	52
Solar	8	5	13
Total	88	28	116

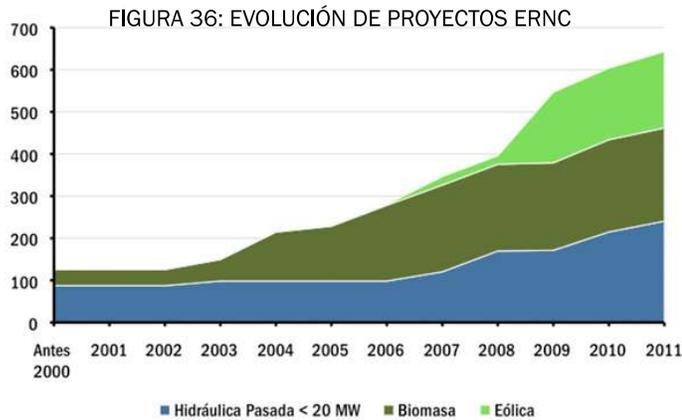


TABLA 37: LISTADO DE PROYECTOS INGRESADOS AL SEIA DESDE 2006

Nombre del proyecto	Región	Nombre del Titular del Proyecto	Fuente/ Industria de Energía	Etapas del Proyecto	Status en el SEIA	P. Eléctrica Proyecto(s) (M W)	Fecha de Ingreso
Central Hidroeléctrica Chilipito	XV	Generadora y Forestal Caven Ltda.	Hidráulica	Diseño	Aprobado	12,00	20/04/2006
Proyecto Parque Señora Rosario	III	Adona Energía Chile S.A.	Eólica	Ingeniería Básica	Aprobado	84,00	31/05/2006
Central Hidroeléctrica Puelitu	X	Generación Eléctrica	Hidráulica	Por Determinar	Aprobado	9,00	18/07/2006
Liray	VII	Hidromul S.A.	Hidráulica	Operando	Aprobado	19,00	20/07/2006
Central Hidroeléctrica Convento Viejo	VI	Central Hidroeléctrica Conventu Viejo S.A.	Hidráulica	Por Determinar	Aprobado	14,00	11/08/2006
Central Hidroeléctrica Bellella	IV	Eñol	Hidráulica	Por Determinar	Aprobado	11,00	30/10/2006
Parque Eólico Atos de Hualpén	VIII	Eñol	Eólica	Ingeniería Básica	Aprobado	20,00	21/12/2006
Sistema de Cogeneración de Energía con Biomasa Vegetal	VII	Messa S.A.	Biomasa	Construcción	Aprobado	9,90	17/04/2007
Messa	VII	Messa S.A.	Biomasa	Operando	Aprobado	11,10	17/04/2007
Chilungo	VII	Colbun S.A.	Hidráulica	Operando	Aprobado	19,40	28/05/2007
San Clemente	VII	Colbun S.A.	Hidráulica	Operando	Aprobado	6,10	28/05/2007
Central Hidroeléctrica Don Waltero	XV	Generhom Ltda.	Hidráulica	Construcción	Aprobado	3,00	21/06/2007
Mini Centrales Hidroeléctricas de Pasada Plater - Corrento	X	Bioenergía Chile Ltda/Hidroaustri S.A.	Hidráulica	Ingeniería de Detalle	Aprobado	13,00	03/08/2007
Parque Eólico Monte Redondo	IV	GDF SU EZ	Eólica	Operando	Aprobado	38,00	07/08/2007
Ampliación Monte Redondo			Eólica	Operando	Aprobado	10,00	07/08/2007
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Blanco Rupuncu	X	Bioenergía Chile Ltda/Hidroaustri S.A.	Hidráulica	Ingeniería de Detalle	Aprobado	5,50	27/08/2007
El Manzano	IX	Hidroeléctrica El Manzano S.A.	Hidráulica	Operando	Aprobado	4,90	30/08/2007
Canela	IV	Bioesa Eto	Eólica	Operando	Aprobado	18,20	01/09/2007
Planta de Cogeneración San Francisco de Mostal	VI	Compañía Papelera del Pacífico S.A.	Biomasa	Construcción	Aprobado	15,00	14/09/2007
Totoral	IV	Norwind S.A.	Eólica	Operando	Aprobado	46,00	18/10/2007
La Paloma	IV	Bioenergía Chile Ltda.	Hidráulica	Operando	Aprobado	4,60	12/11/2007
Los Corrales	XV	SGA	Hidráulica	Operando	Aprobado	3,00	12/11/2007

Nombre del proyecto	Región	Nombre del Titular del Proyecto	Fuente/ Industria de Energía	Etapas del Proyecto	Status en el SSA	P.Electric. Proyectada (MW)	Fecha de Ingreso
Planta de Copageneración de Energía Eléctrica y Vapor con Bombas en CRI Huelmo	VII	Celulosa Arauco y Constitución S.A.	Bombas	Construcción	Aprobado	31,00	20/11/2007
Ampliación Alti Reguerras	30	Empresa Eléctrica de Ajean S.A.	Sólida	Ingeniería Básica	Aprobado	1,70	26/01/2008
Central de Pasada Tacure	X	Shanon S.A.	Hidráulica	Ingeniería de Detalle	Aprobado	3,87	07/02/2008
Central de Pasada Canalquén-Mariachuelo	X	Shanon S.A.	Hidráulica	Ingeniería de Detalle	Aprobado	18,20	07/02/2008
Central Hidroeléctrica Guayacán	RM	Shangri Coymbo	Hidráulica	Operando	Aprobado	13,00	23/02/2008
Canal II	M	Endesa Soc	Sólida	Operando	Aprobado	80,00	28/04/2008
Parque Sólido Punta Cobres	V	Enel Chile Generación S.A.	Sólida	Construcción	Aprobado	26,00	18/06/2008
Ongó	X	Klaus Von Storch Krugen	Hidráulica	Operando	Aprobado	6,00	27/06/2008
El Ombú	VII	Asociación Canalera de Laja	Hidráulica	Operando	Aprobado	3,30	04/07/2008
Parque Sólido Chome	VII	Seawind Sudamérica Ltda.	Sólida	Ingeniería Básica	Aprobado	12,00	10/07/2008
Parque Sólido Laguna Verde	V	Seawind SW Ltda.	Sólida	Ingeniería Básica	Aprobado	24,00	10/07/2008
Parque Sólido Talinay	M	Sólido Talinay S.A.	Sólida	Ingeniería Básica	Aprobado	500,00	17/07/2008
Planta Térmica Copageneración Milla	VI	Asesadero Arauco S.A.	Bombas	Construcción	Aprobado	41,00	12/08/2008
Proyecto Parque Sólido Minera Gaby	II	Seawind Sudamérica Ltda.	Sólida	Abandono	Aprobado	40,00	11/09/2008
Parque Sólido La Cuchina	M	Enel Renoir S.A.	Sólida	Ingeniería Básica	Aprobado	66,00	20/09/2008
Ampliación parque Sólido Lebu	VIII	Cráteres Toro S.A.I.C.	Sólida	Construcción	Aprobado	6,24	01/10/2008
Proyecto Sólido Colligüe	II	Seawind Sudamérica Ltda.	Sólida	Estudio de Prefactibilidad	Aprobado	100,00	24/11/2008
Proyecto Hidroeléctrico Sreñada Río Blanco, Paralelo N° 2	X	Hidroeléctrica Sreñada S.A.	Hidráulica	Construcción	Aprobado	6,50	26/11/2008
Parque Sólido O Pacifico	IV	Sólido Pehuen Chile S.A.	Sólida	Ingeniería Básica	Aprobado	72,00	10/12/2008
Parque Sólido La Gorgona	IV	Sólido Pehuen Chile S.A.	Sólida	Ingeniería Básica	Aprobado	76,00	10/12/2008
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Nalca	X	Idroenergía Chile Ltda./Rupuncu Sur S.A.	Hidráulica	Construcción	Aprobado	3,50	24/12/2008
Mejorosa	VI	Empresa Austral Andina S.A.	Hidráulica	Operando	Aprobado	6,20	13/01/2009
Parque Sólido Punta Palmeras	M	Adona Energía Chile S.A.	Sólida	Ingeniería de Detalle	Aprobado	102,30	23/01/2009
Proyecto Parque Sólido Hacienda Ojeda	IV	Seawind Sudamérica Ltda.	Sólida	Ingeniería Básica	Aprobado	26,00	06/02/2009
Mini Central Hidroeléctrica Pinguine	X	Endesa Soc	Hidráulica	Ingeniería Básica	Aprobado	7,60	17/02/2009
Lebu Sur	VIII	Inversiones Casqueman Limitada	Sólida	Ingeniería Básica	Aprobado	108,00	09/03/2009
Parque Sólido Las Dichas	V	Enel Renoir S.A.	Sólida	Ingeniería Básica	Aprobado	16,00	13/03/2009
Central Hidroeléctrica de Pasada Río Blanco, Manóglan	X	Idroenergía Chile Ltda.	Hidráulica	Ingeniería Básica	Aprobado	16,00	06/04/2009
Central Hidroeléctrica de Pasada Canal Río So, Sur	VIII	Maimos S.A.	Hidráulica	Ingeniería Básica	Aprobado	6,20	20/04/2009
Proyecto Parque Sólido Valle de los Vientos	II	Parque Sólido Valle de los Vientos S.A.	Sólida	Ingeniería Básica	Aprobado	99,00	18/04/2009
Central Hidroeléctrica Cayucú II	VIII	Mentosa	Hidráulica	Ingeniería Básica	Aprobado	6,70	28/06/2009
Parque Sólido Arauco	VIII	Cement Power Chile S.A.	Sólida	Estudio de Prefactibilidad	Aprobado	100,00	10/06/2009
Granja Sólida Calama	II	Codico	Sólida	Estudio de Prefactibilidad	Aprobado	200,00	22/06/2009
Eficiencia Energética con Incremento de Generación Eléctrica en Planta Santa Fe	VII	CMPC Celulosa S.A.	Bombas	Construcción	Aprobado	98,00	04/08/2009
Planta Solar Fotovoltaica Calama Solar 1	II	Calama Solar 1 S.A.	Solar	Ingeniería Básica	Aprobado	9,00	01/09/2009
Ampliación Central Loma los Colorados I-KDM	RM	KDM Energía S.A.	Bombas	Construcción	Aprobado	10,00	02/09/2009
Parque Sólido El Anayán	IV	Pattem Chile Holdings Limited	Sólida	Ingeniería Básica	Aprobado	101,20	20/09/2009
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada El Caltío	X	Idroenergía Chile Ltda/Hidroenergías S.A.	Hidráulica	Construcción	Aprobado	3,20	29/09/2009
Central Hidroeléctrica Río Hussco	II	Gestión de Proyectos Eléctricos S.A.	Hidráulica	Ingeniería de Detalle	Aprobado	5,40	25/10/2009
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Negro	X	Idroenergía Chile Ltda.	Hidráulica	Ingeniería Básica	Aprobado	6,00	20/10/2009
Central Hidroeléctrica Los Hornos	VI	Asociación Canal Melado	Hidráulica	Construcción	Aprobado	20,00	20/11/2009
Central Hidroeléctrica Roblería	VI	Eléctrica Roblería	Hidráulica	Construcción	Aprobado	4,00	10/11/2009
Proyecto Generación Energía Renovable Lauro	X	Comesa S.A.	Bombas	Construcción	Aprobado	23,00	11/11/2009
Central Hidroeléctrica Melarhuco	RM	Gestión de Proyectos Eléctricos S.A.	Hidráulica	Operando	Aprobado	3,52	17/11/2009
Planta Solar Fotovoltaica Calama Solar 2	II	Calama Solar 2 S.A.	Solar	Ingeniería Básica	Aprobado	9,00	01/02/2010
Mini Central Hidroeléctrica Río Rioquén	X	Idroenergía Chile Ltda./Hidroangol	Hidráulica	Ingeniería de Detalle	Aprobado	12,20	02/06/2010
Mini Central Hidroeléctrica Pasada Canal Melo	VI	Hydroventus Chile SPA	Hidráulica	Por Determinar	En Construcción	2,40	18/06/2010

Nombre del proyecto	Región	Nombre del Titular del Proyecto	Fuente/Industria de Energía	Escala del Proyecto	Status en el SGA	P. Electrica Proyectada (MW)	Fecha de Ingreso
Parque Solar Collipulli	IX	Enel Renova S.A.	Solar	Ingeniería Básica	Aprobado	48,00	17/06/2010
Central Hidroeléctrica Mulchen	VII	Andes SAC Energy and Capital S.A.	Hidráulica	Ingeniería Básica	Aprobado	3,00	14/07/2010
Central de Energía Renovable No Convencional (ERNC) Tagua Tagua	VI	Consorcio Energético Nacional S.A. (CEN)	Biomasa	Ingeniería Básica	En Calificación	35,00	18/08/2010
Central Hidroeléctrica Aigen	IX	HIDROELÉCTRICA ALUPUN S.A.	Hidráulica	Por Determinar	Aprobado	2,87	01/10/2010
Parque Solar Chiloé	X	Ecogener	Solar	Ingeniería Básica	Aprobado	112,00	04/10/2010
Central Hidroeléctrica Paso La Por	X	Empresa Eléctrica La Por S.A.	Hidráulica	Por Determinar	Aprobado	3,40	07/10/2010
Parque Solar San Pedro	X	Reservas de Chile S.A.	Solar	Ingeniería Básica	Aprobado	38,00	27/10/2010
Complejo Solar PV Pico	I	Siemens Power Chile S.A.	Solar	Ingeniería Básica	En Calificación	30,00	02/11/2010
Minicentral Hidroeléctrica Pardo	VII	Cobón S.A.	Hidráulica	Por Determinar	Aprobado	0,40	12/11/2010
Minicentral Hidroeléctrica Oso	VII	Cobón S.A.	Hidráulica	Por Determinar	Aprobado	1,00	12/11/2010
Minicentral Hidroeléctrica COT	VII	Cobón S.A.	Hidráulica	Por Determinar	Aprobado	1,40	12/11/2010
Planta PV Lagunas	I	Siemens Power Chile S.A.	Solar	Ingeniería Básica	Aprobado	30,00	23/11/2010
Planta Fotovoltaica Solar de Huasco 30 MW	I	Siemens Power Chile S.A.	Solar	Ingeniería Básica	Aprobado	30,00	23/11/2010
Planta de cogeneración con bombas en Norte Sog. Bb. Bb.	VII	Papelera Norte Sog. Bb. Bb. Limitada	Biomasa	Por Determinar	Aprobado	27,00	30/11/2010
Parque Solar Uquihue	X	Enel Renova	Solar	Ingeniería Básica	Aprobado	14,00	30/11/2010
Ampliación Central Hidroeléctrica El Topo (CH. El Topo)	XI	SOCIEDAD CONTRACTUAL MINERA EL TOPO	Hidráulica	Por Determinar	Aprobado	1,30	10/12/2010
Hidroeléctrica Providencia	VII	Inversiones Hembold Ltda.	Hidráulica	Ingeniería de detalle	Aprobado	12,70	14/12/2010
Planta Solar Fotovoltaica Pozo Amonté Solar 2	I	Poz. Amonté Solar 2 S.A.	Solar	Ingeniería Básica	Aprobado	7,30	21/12/2010
Planta Solar Fotovoltaica Pozo Amonté Solar 1	I	Poz. Amonté Solar 1 S.A.	Solar	Ingeniería Básica	Aprobado	9,00	21/12/2010
Planta Solar Fotovoltaica Pozo Amonté Solar 3	I	Poz. Amonté Solar 3 S.A.	Solar	Ingeniería Básica	Aprobado	18,00	21/12/2010
MH Central Hidroeléctrica El Canal	IX	José Pedro Ruemke de la Sota	Hidráulica	Ingeniería Básica	Aprobado	8,90	24/01/2011
Parque fotovoltaico Alacama solar 230 MW	I	Alacama Solar S.A.	Solar	Ingeniería Básica	Aprobado	230,00	02/03/2011
Central Hidroeléctrica Las Mercedes	RM	Casablanca Generación S.A.	Hidráulica	Ingeniería Básica	En Calificación	3,00	21/02/2011
Parque Solar Urayray	V	Servicios Solares S.A.	Solar	Por Determinar	En Calificación	38,00	24/02/2011
Proyecto Hidroeléctrico Molinos de Agua	VIII	Sector Austral Generación Limitada	Hidráulica	Por Determinar	En Calificación	20,00	28/02/2011
Parque Solar La Cabada	M	Solo Pampa Chile S.A.	Solar	Por Determinar	En Calificación	42,00	24/04/2011
Conjunto Hidroeléctrico Sanjo	X	Hidrobanjo S.A.	Hidráulica	Por Determinar	En Calificación	12,00	12/04/2011
Central Geotérmica Cerro Pabellón	II	Geotermia del Norte	Geotérmica	Por Determinar	En Calificación	30,00	29/04/2011
Parque Solar Ocani	I	Empresa Afiliada Rio Los S.A.	Solar	Por Determinar	En Calificación	240,00	04/05/2011
Pequeña Central Hidroeléctrica de Pasado Seguedano	VII	Inversiones Seguedano Limitada	Hidráulica	Ingeniería Básica	En Calificación	17,00	09/05/2011
Central Hidroeléctrica Rio Aña	XIV	Electra Rio Aña S.A.	Hidráulica	Ingeniería Básica	En Calificación	4,20	10/05/2011
Parque Solar Ranaco	IX	Enesa Sol	Solar	Ingeniería Básica	En Calificación	108,00	12/05/2011
Parque Solar Lebu Segunda Etapa	VIII	Inversiones Seguedano Limitada	Solar	Ingeniería Básica	En Calificación	188,00	20/05/2011
Parque Solar Calama	II	SCL	Solar	Ingeniería Básica	En Calificación	123,00	07/06/2011
Central ERNC Santa Marta	RM	Empresa Consorcio Santa Marta S.A.	Biomasa	Por Determinar	En Calificación	14,00	10/06/2011
Huasa Solar Fotovoltaica 5 MW	II	Fotovoltaica Solar del Norte	Solar	Ingeniería Básica	En Calificación	6,00	20/06/2011
Minicentral de pasada Itata	VII	ELECTRICA PUNTLA S.A.	Hidráulica	Ingeniería Básica	En Calificación	20,00	24/06/2011
Modificación Central Hidroeléctrica Submael	VII	RP Chile Energía renovables S.A.	Hidráulica	Ingeniería Básica	En Calificación	9,00	20/06/2011
Planta Fotovoltaica San Pedro de Alacama II	I	Siemens Power Chile S.A.	Solar	Ingeniería Básica	En Calificación	30,00	01/07/2011
Parque Solar Kuref	VII	T4-Solar	Solar	Ingeniería Básica	En Calificación	81,00	07/07/2011
Planta Termo Solar para Calentamiento de Soluciones	I	Wine & Teoro	Solar	Ingeniería Básica	En Calificación	6,00	12/07/2011
Parque Cui	VII	Andes Mainstream SpA	Solar	Ingeniería Básica	En Calificación	28,00	21/07/2011
Proyecto Central Hidroeléctrica Pangu	IX	RP El Torero Eléctrica S.A.	Hidráulica	Ingeniería Básica	En Calificación	9,00	28/07/2011
Planta Fotovoltaica San Pedro de Alacama I	I	Siemens Power Chile S.A.	Solar	Ingeniería Básica	En Calificación	30,00	03/08/2011
Central Hidroeléctrica Tonal	VII	Rezasco Construcciones S.A.	Hidráulica	Ingeniería Básica	En Calificación	3,00	04/08/2011
Hidroeléctrica de Pasado Cobi	X	Melena Tantau S.A.	Hidráulica	Ingeniería Básica	En Calificación	8,17	02/09/2011
Parque solar cables leones	III	Benedicta Cabo Leones I	Solar	Ingeniería Básica	En Calificación	170,00	28/09/2011

TABLA 38: CONCESIONES GEOTÉRMICAS OTORGADAS

Empresa	Concesionario	Tipo	Concesión
Cía Minera Doña Inés de Collahuasi	OMC	Exploración	Urruputunco Polígono 1 – Oiga – Urruputunco
COLBUN S.A.	COL	Exploración	Alitar – Colimapu
Empresa Nacional de Geotermia S.A.	ENGE	Exploración	Calabozo – Licancura 1 – Meul – Polloquere 2
Energía Andina	EA	Exploración	Juncalito 1 – Juncalito 2 Pampa Linima 1, 2, 3 y 4 Panini – Polloquere 1 – Puchuldiza Sur 1 Colpitas – Tinguirica A y B Tuyajto 1, 2 y 3
Geotérmica del Norte S.A.	GON	Explotación	Apa cheta – El Tatío – La Torta
GGE CHILE SpA	GGE	Exploración	Huiscapi – Puchuldiza Sur 2 Ranquil Este
		Explotación	San Gregorio
Hot Rock Chile S.A.	HR	Exploración	Caleñas – Galo – San Carlos – Tuyajto 4 San Cristobal – San Guillermo – Sta. Edita San Jorge – San Roman – Sta. Sonia Sta. Alejandra – Sta. Antonia – Sta. Macarena
Magma energy Chile Ltda.	MAGMA	Exploración	Los Cristales – Tres Puntas – Laguna del Maule
Ormat Andina S.A.	ORMAT	Exploración	San Pablo II
Polaris Energy Chile Ltda.	POL	Exploración	Aucan 1
Samuel Santa Cruz Hudson	SSCH	Exploración	Rolizos
SERVILAND MINERGY	SIM	Exploración	Callaqui – Licancura 3 – Peucos Manillas – Volcán Tacora
Sociedad Contractual Minera El Abra	ABRA	Exploración	Azufré Norte 1 – Azufré Oeste Azufré Sur – Ollagüe Norte
Compañía de Energía Limitada	ENERCO	Exploración	Pellado

Sin perjuicio de que el desarrollo de las ERNC ha sido conforme a lo anticipado y estipulado por la ley, se han detectado múltiples dificultades que están impidiendo el pleno aprovechamiento de todo el potencial de recursos competitivos que se han identificado y/o están retrasando su desarrollo. Podemos señalar que el mercado eléctrico chileno presenta, entre otras, las siguientes barreras de entrada a las ERNC:

- Aun cuando ha habido un notable avance en lo que respecta a acceso a financiamiento de proyectos ERNC, para un porcentaje significativo de estos el acceso todavía es limitado. Los nuevos actores que están desarrollando proyectos individuales y que no logran negociar un contrato PPA de largo plazo con alguno de los comercializadores, a pesar de que desde el punto de vista de los costos son proyectos competitivos, enfrentan dificultades para financiar sus proyectos en condiciones favorables. Esta dificultad se genera por el riesgo que percibe la institución financiera producto de la alta volatilidad del precio de la energía en el mercado spot. Esta percepción de riesgo se acentúa en aquellos proyectos que tienen producción variable como la minihidro, la eólica y la solar. Si bien la producción de un proyecto de geotermia no está expuesta a esa variabilidad, la etapa de exploración, que

requiere inversiones cuantiosas, es de muy difícil financiación por el alto riesgo exploratorio que caracteriza a esta fuente de energía.

- Las limitaciones de las redes de transmisión constituye un cuello de botella relevante para el desarrollo de proyectos situados lejos de las líneas existentes. Esto es especialmente problemático cuando en una misma ubicación hay un clúster de posibles proyectos que si compartiesen una línea de transmisión serían rentables en su conjunto, pero que dejan de serlo si cada uno debe individualmente construir su propia línea. Este problema suele generarse en cuencas alejadas de las redes existentes donde hay múltiples proyectos minihidro posibles de distintos propietarios.

- Aun cuando los estudios (mapa eólico y solar, estudio sobre potencial hidro en obras de riego, estudios sobre potencial de biomasa y biogás, consultoría internacional del potencial mareomotriz y estudios geotérmicos del SERNAGEOMIN) llevados a cabo en los últimos años han permitido mejorar la disponibilidad de información, todavía hay falencias en este ámbito. Ver mayores detalles en Anexo 4

- Tiempos de tramitación excesiva. Los proyectos ERNC, al igual que el resto de los proyectos están sometidos a procesos muy extensos para obtener las autorizaciones, derechos y permisos necesarios para su materialización. A ello se suman varios casos en que los proyectos han debido enfrentar la creciente judicialización que se observa en el sector eléctrico.

- Un problema similar que enfrentan los ERNC tiene que ver con las dificultades en la tramitación de conexión a redes. En la práctica, no es tramitación, sino “negociación”, lo que dilata los procesos y deja espacios a la discrecionalidad.

- Oposición de comunidades locales afectadas por los impactos ambientales o sociales de algunos proyectos.

Si bien la mayoría de estas barreras de entrada no afectan exclusivamente a las ERNC, por el tamaño de estos proyectos, la experiencia y conocimiento del mercado de los inversionistas que desarrollan este tipo de tecnologías, estas barreras pueden resultarles más restrictivas.

### 7.3.3 Recomendaciones

Las energías renovables no convencionales presentan múltiples beneficios en términos de estabilidad de costos, menor dependencia internacional, menores impactos ambientales

locales, menores emisiones de gases efecto invernadero y menor oposición ciudadana por lo que podría parecer razonable subsidiar estas fuentes y pagar un costo mayor al de las alternativas convencionales. Afortunadamente, dado el encarecimiento de los combustibles fósiles, la riqueza de recursos naturales energéticos que posee el país y la maduración tecnológica, no es necesario pagar un costo mayor ya que existe un gran potencial de proyectos competitivos<sup>43</sup>. Este es el caso no solo de los proyectos minihidro, de biomasa y biogás sino que también es cierto para proyectos de geotermia y eólicos en sitios de buenas condiciones. Dada esta realidad, y dado el hecho de que el país no puede darse el lujo de encarecer aún más la energía, el objetivo de la política en esta materia debiera seguir siendo la identificación de las barreras que impiden o retrasan el desarrollo de proyectos competitivos de energías renovables no convencionales. Mientras exista un potencial importante de proyectos competitivos, deben evitarse políticas y regulaciones que signifiquen apoyar proyectos ineficientes.

Consistentemente con ese objetivo, esta Comisión propone una serie de medidas focalizadas en la eliminación de barreras que afectan a proyectos de ERNC competitivos. Las propuestas además intentan evitar la introducción de alteraciones muy significativas al funcionamiento del mercado eléctrico ya que requerirían para su implementación de: la creación de nueva institucionalidad, legislación detallada que se compatibilice adecuadamente con el funcionamiento del resto del mercado y además la dictación de regulaciones y reglamentación específicas. Ello tardaría en implementarse generando un periodo de incertidumbre para los inversionistas que puede paralizar por algunos años las inversiones que ya se están comenzando a efectuar con el marco vigente, retrasando el desarrollo de las ERNC.

Además la idea es que una vez que se vayan eliminando las barreras, estas fuentes ingresen por su conveniencia y competitividad sin necesidad de contar con un marco regulatorio diferenciado, con lo cual debería asegurarse desde el principio que las condiciones de su inserción al mercado sean similares a las de cualquier otra fuente. Este criterio cobra especial importancia si se considera el riesgo de captura del Estado que puede hacer imposible desarmar posteriormente regímenes especiales. Por lo demás, esta Comisión no ve la conveniencia ni la justificación de introducir cambios radicales en el marco vigente cuando éste recién está por cumplir su segundo año de vigencia y los resultados van en la dirección esperada.

Por último, en términos de principios orientadores de las propuestas, esta Comisión está consciente de la necesidad de ser prudentes y evitar forzar una penetración excesivamente

---

*43. Debe en todo caso tenerse en consideración que la introducción masiva de ERNC de carácter intermitente (como la eólica y solar), como es el caso de la energía eólica y solar, puede plantear costos adicionales al sistema eléctrico en términos de la necesidad de contar con sistemas de generación de respaldo y regulación para los períodos del día en que la generación de estas tecnologías es nula.*

agresiva de estas energías, ya que hacerlo puede significar que se lleven a cabo solo los proyectos que se encuentran suficientemente avanzados, entre los cuales hay proyectos competitivos pero también muchos no competitivos. Las propuestas toman en consideración que, al igual que con las tecnologías convencionales, el desarrollo del enorme potencial de proyectos competitivos que tiene el país requiere de muchos años.

### 7.3.3.1 Financiamiento

Si bien ya son varios los proyectos de energías renovables que han logrado obtener acceso a los mercados financieros, este acceso es todavía restringido y/o costoso para la mayoría de estos proyectos. Esto se explica por múltiples motivos: se trata de nuevas tecnologías con poco track record en el país, son desarrollados por nuevos actores que muchas veces no cuentan con contratos de largo plazo para la venta de la energía por lo que si deben vender su energía en el mercado spot enfrentan la incertidumbre del costo marginal y, en el caso de la mini-hidro, la eólica y la solar, enfrentan una producción variable. Debido a estas características, estos proyectos parecen tener menos oportunidad de obtener financiamiento de parte de terceros, o si lo obtienen lo hacen a tasas elevadas y con bajos niveles de apalancamiento, lo que redundaría en un costo de capital más alto que para las opciones tradicionales de generación.

Para facilitar el acceso al crédito y viabilizar la cartera de proyectos competitivos se recomiendan las siguientes medidas:

- Reforzar las líneas de crédito intermediadas por CORFO. Este instrumento le ha permitido a las instituciones financieras fondearse a tasas preferenciales y a plazos largos, reduciendo el costo de estos créditos. Debería focalizarse en proyectos medianos (o bien montos máximos de financiamiento por proyecto) y en actores no tradicionales, preferentemente sin proyectos ERNC operativos. Debe tenerse presente sin embargo que existen varias otras fuentes de recursos, incluyendo fondos internacionales disponibles para este tipo de proyectos, por lo que el reforzamiento de las líneas de crédito de Corfo debe evitar el reemplazo de financiamiento que estaría disponible de todas formas.
- Introducir mecanismos que reduzcan el riesgo percibido por los financistas de proyectos de ERNC, en particular para los proyectos que no pueden acceder a PPAs. Dichos riesgos se relacionan especialmente con la volatilidad de los precios spot y variabilidad de la capacidad de generación (en particular para proyectos mini-hídricos y eólicos)

- En principio la forma más eficiente para hacerse cargo del riesgo asociado a la volatilidad del costo marginal y de la producción es el desarrollo de instrumentos de cobertura de riesgos o seguros. El mercado financiero ya está en condiciones de ofrecer algunos productos como los requeridos, pero se necesita masificarlos y adecuarlos a las características de los proyectos ERNC para poder reducir el costo de las primas correspondientes. Para acelerar el desarrollo de este mercado y facilitar el acceso de los proyectos a estos productos, se propone implementar a través de Corfo un subsidio a las primas de estos instrumentos, el que podría adjudicarse mediante licitaciones competitivas a compañías aseguradoras. El seguro podría garantizar un precio equivalente a una fracción del costo marginal de largo plazo de desarrollo del sistema.

- Alternativamente o de modo complementario al punto anterior, también se podría establecer en CORFO un fondo de garantía estatal para reducir el riesgo que enfrentan los bancos y otros financistas privados. Este instrumento permitiría reducir el riesgo que perciben las instituciones financieras por la vía de garantizar parcialmente los créditos que otorguen a proyectos de ERNC. La garantía podría, por ejemplo, activarse si los ingresos acumulados por un proyecto en el tiempo caen por debajo de una cierta fracción de la amortización anual acumulada o si los costos marginales permanecen muy bajos por períodos prolongados de tiempo.

- En la medida que no sea posible el desarrollo de los instrumentos mencionados en los puntos anteriores o que después de un plazo razonable de implementación de ellos (por ejemplo uno a dos años) no se verifican avances en el sistema financiero, como segundo mejor se propone establecer un esquema de precio spot estabilizado de energía para las ventas de los generadores ERNC que quieran optar por esta alternativa. La estabilización se podría lograr a través de un fondo de compensación que operaría garantizando cada año un costo marginal promedio de energía (o una banda de precios) a quienes deseen optar por esta alternativa<sup>44</sup>.

- Los proyectos de geotermia enfrentan unos niveles de riesgo muy elevados en la etapa de exploración. Para confirmar la existencia de recurso explotable, los desarrolladores deben incurrir en gastos muy elevados efectuando perforaciones profundas (aproximadamente 2000 mts. de profundidad), existiendo una probabilidad significativa de que no tengan éxito. Este riesgo dificulta el financiamiento de la exploración geotérmica

---

44. Por ejemplo, en las horas en que el costo marginal real del sistema es superior al promedio, los proyectos ERNC recibirían el promedio y la diferencia se acumularía en el fondo; cuando el costo marginal horario fuera inferior al promedio, los proyectos recibirían del fondo la diferencia. El fondo debería determinarse de modo que refleje efectivamente un promedio esperado de costos marginales, mediante un mecanismo a estudiar, pudiendo eventualmente aplicarse algo similar a lo contemplado en las reglamentación sobre PMG y PMGD en cuanto a utilizar como promedio el precio de nudo de energía. Eventualmente se puede hacer un descuento sobre el costo marginal promedio en carácter de prima por el seguro concedido.

y frecuentemente inhibe el desarrollo de esta actividad. Por eso, en otros países se ha requerido que el Estado efectúe la exploración. Dado el marco legal y regulatorio chileno, lo que se recomienda es en una etapa inicial de desarrollo de esta industria- por ejemplo por un determinado número de años y hasta un monto total predefinido- apoyar al inversionista privado a través de la implementación de un subsidio contingente en el cual el Estado, en aquellos casos en los que las perforaciones profundas no son exitosas, contribuye con una parte de los costos incurridos por el desarrollador en la medida que este le devuelva la concesión geotérmica al Estado y comparta toda la información recabada. La contribución del Estado sería parcial y acotada, de manera que el resultado de su aplicación es la reducción de la pérdida en caso de fracaso, reduciendo así el riesgo pero sin eliminarlo completamente.

En todas las modificaciones regulatorias que se efectúen y en el diseño de nuevos instrumentos es fundamental asegurar que sean compatibles con el acceso de los proyectos al financiamiento internacional, a acciones de mitigación de gases de efecto invernadero y al reconocimiento de bonos de carbono. En esta misma línea, se recomienda efectuar una revisión del marco actual para asegurar que no haya elementos que puedan estar dificultando el acceso a estas fuentes de financiamiento.

### 7.3.3.2 Acceso a Contratos

Adicionalmente, podría ser recomendable realizar acciones desde el gobierno tendientes a reducir las barreras que presenta el mercado de contratos a clientes finales para proyectos pequeños o medianos, y para empresas distintas a las tradicionales. En ese sentido, podrían revisarse las condiciones exigidas en las licitaciones de suministro para clientes regulados, de modo de asegurar que no existan condiciones que favorezcan empresas ya constituidas, licitar bloques de tamaño lo suficientemente pequeño de modo que nuevas empresas ERNC tengan posibilidad real de concursar, adelantar los procesos de licitación de modo de dar un plazo prudente para la construcción de los proyectos que ganen las licitaciones, revisar los mecanismos de indexación de precios de contratos, favoreciendo aquellos que den estabilidad de precios (como las ERNC, como inflación), definir criterios que favorezcan a proponentes con mayor proporción de ERNC en sus suministros (obviamente sobre el mínimo legal), por ejemplo como mecanismo de resolución de empates o cuasi-empates, etc..

Algo parecido a lo anterior podría hacer el Estado para la contratación de los suministros de los organismos públicos que son clientes libres.

### 7.3.3.3 Transmisión

Otra barrera que enfrentan muchos de los proyectos de energías renovables no convencionales, especialmente los mini-hidro, eólicos y geotérmicos, es la lejanía a las redes de transmisión existentes. El problema se genera cuando hay un conjunto de proyectos en una misma cuenca o en una misma localidad, apartada de las líneas existentes, y los propietarios no son capaces de coordinarse para compartir los costos de construcción de la línea de transmisión requerida, y aprovechar así las economías de escala. Puede darse la situación en que proyectos de generación individuales sean competitivos pero dejen de serlo si cada uno debe financiar la inversión en una línea de transmisión propia. Sin embargo, si el conjunto de proyectos comparte una línea de transmisión, todos se vuelven competitivos y viables. Para incentivar la asociatividad de estos proyectos en la construcción de líneas de transmisión compartidas, se recomienda que se implemente a través de Corfo un subsidio contingente para que la línea de transmisión se dimensione con holgura suficiente para evacuar la energía del conjunto de los proyectos.

Complementariamente, para abordar las dificultades asociadas a la transmisión y a la conexión de estos proyectos, también se recomienda:

- Propiciar corredores adicionales, lo que es tratado en detalle en la sección de competencia.
- Estudiar la ampliación de tensión de distribución a 33 o 44 kV de modo de hacer viables una mayor cantidad de proyectos PMGD cercanos a redes de distribución.
- Regular los procedimientos de conexión a red para que estos sean transparentes y expeditos, evitando la negociación y discrecionalidad que se está generando en la actualidad

### 7.3.3.4 Generación Distribuida

Si bien todavía no se ha producido una reducción de costos en las tecnologías fotovoltaicas, eólicas y de cogeneración de menor tamaño suficientes como para convertir la generación distribuida en una solución económicamente conveniente, es necesario establecer desde ya la regulación que permita la inyección de la generación excedentaria de los clientes regulados (“net metering”) cuando ello sea eficiente. En este aspecto debe evitarse la introducción de subsidios a través de la distorsión del sistema de precios regulados a nivel de distribución.

Por otra parte, esta Comisión recomienda continuar con los esfuerzos para incorporar ERNC en sistemas aislados de manera de desarrollar redes híbridas inteligentes de carácter sustentable.

### 7.3.3.5 Información Pública

Continuar con el desarrollo de sistemas de información de los recursos energéticos del país (aumentar las estaciones de medición de recurso y perfeccionar los modelos). Adicionalmente, para permitir un mejor funcionamiento y entendimiento del mercado de los proyectos ERNC se recomienda generar información pública objetiva respecto a los costos de las diversas tecnologías.

### 7.3.3.6 LEY 20.257

La ley de ERNC ha sido exitosa en incentivar a los comercializadores de energía a buscar diseños de contratos que puedan ser utilizados por estas fuentes de energía. De hecho, ya son varios los proyectos que han obtenido PPAs de empresas obligadas por la ley de ERNC, muchos venden al mercado spot y los atributos ERNC a comercializadoras que deben cumplir con la obligación de su cuota y otros ha suscrito contratos de suministro con usuarios finales. Además, la ley ha forzado a las empresas tradicionales a desarrollar líneas de negocios especializadas en este tipo de proyecto, aunque aún esos desarrollos parecen ir más lento que el potencial de buenos proyectos que tiene el país. Este instrumento ha sido efectivo y se han cumplido sin dificultades los porcentajes obligatorios establecidos en ella. Dado el gran número de proyectos que se han desarrollado y la continua disminución de costos de las tecnologías, y en la medida que se implementen decididamente las medidas tendientes a facilitar el desarrollo de los proyectos, sería posible y recomendable incrementar el porcentaje definido por la ley sin correr el riesgo de estar forzando el desarrollo de proyectos no competitivos. Dependiendo del escenario BAU considerado (pesimista, conservador, optimista), nuestros cálculos indican que la penetración de la ERNC puede variar entre un 12% y un 20% al año 2024. Por lo tanto, esta Comisión considera razonable recomendar modificar los porcentajes de la ley actual para llegar al 15% el 2024. No se recomienda aumentar dicho porcentaje ya que ello podría forzar la introducción de proyectos no competitivos e incrementar el costo del suministro eléctrico. Eventualmente se puede otorgar facultad al Ejecutivo para que aumente dicha meta, si se cumplen condiciones objetivas que no impliquen encarecer innecesariamente el costo de la energía.

### 7.3.3.7 Tecnologías Aun No Competitivas

Por último, en el caso de aquellas tecnologías que aún no son competitivas pero en las que el país tiene un gran potencial, como son el caso de la concentración solar, especialmente

a través del uso de las soluciones salinas para acumulación de calor, y la energía de los mares, el país debe continuar apoyando la investigación y desarrollo a través de CORFO y CONICYT, la formación de recursos humanos, el levantamiento de información respecto a la disponibilidad de recursos y la transferencia tecnológica. Asimismo, destinar subsidios acotados del Estado para desarrollar proyectos pilotos demostrativos, mediante fondos concursables, que faciliten la investigación y el desarrollo, y la penetración de estas tecnologías a medida que sus costos puedan bajar.

## 7.4 Energía Nuclear

» Hace un poco más de 50 años surgió la tecnología para liberar la energía del núcleo atómico y producir electricidad. Ésta se conoce como energía nuclear de potencia (ENP), que utiliza reactores nucleares dedicados, que hoy aportan el 15% de la electricidad del mundo, lo cual reconoce que se trata de una industria madura. Estos se diferencian en el tamaño y los niveles de energía de los reactores experimentales o productores de isótopos, de los cuales Chile posee dos unidades.

La ENP es una de las formas de generación eléctrica más seguras para las personas en comparación con otras formas de producción eléctrica, según las estadísticas y estudios existentes [33]. Asimismo, es una tecnología que permite liberar gran cantidad de energía con un bajo impacto en el medio ambiente, en particular porque el resultado de la fisión no emite gases de efecto de invernadero [34], aunque produce una cantidad moderada de materiales radiactivos que pueden confinarse con tecnologías y políticas adecuadas, sin aumentar ostensiblemente el inventario de sustancias radiactivas naturales con las que vivimos todos los días.

La producción de electricidad se puede realizar, en función de la experiencia en inversiones a nivel internacional, a precios competitivos y estables en relación a las demás tecnologías que hoy existen [35]. La actual disponibilidad de reactores de 1.000 a 1.660MW, se complementará con una oferta adicional de tecnologías cuya arquitectura permitiría unidades integradas y seguras inferiores a 200MW [36], flexibilizando su localización con altos niveles de seguridad en relación a los riesgos naturales tradicionales. Estos incorporarían a futuro capacidades para producir servicios energéticos más allá de la electricidad, por ejemplo la desalinización.

Por lo anterior, los estudios realizados por el Ministerio de Energía en 2008-2010 [37], para evaluar las brechas que se observan en Chile para utilizar la tecnología nuclear en la generación

de electricidad, concluyeron que un programa nuclear de potencia (PNP) correctamente ejecutado sería:

- Seguro para las personas y el medio ambiente.
- Económicamente interesante (mejoraría la seguridad de suministro y ayudaría a la estabilidad de costos).
- De bajo impacto ambiental local y global (ayudaría a moderar el alza observada de nuestra huella de CO2).
- Un aporte significativo y económicamente competitivo a partir de mediados de la década de 2020.

Como se vio en el capítulo 3, la opción nuclear aparece recomendada para situaciones específicas de sensibilización de los casos BAUO y BAUC, relativas a la limitación observada al desarrollo de grandes proyectos de generación.

Lo anterior hace recomendable avanzar en todos aquellos aspectos que le permitan a la sociedad chilena decidir de manera responsable e informada, sobre si iniciar o no un PNP, cuando se requiera. En este sentido, un PNP sería un “seguro estratégico” que permitiría garantizar el suministro energético sustentable.

El informe del ministerio identificó las brechas que el país debería cubrir, siguiendo los protocolos recomendados internacionalmente para iniciar un PNP. En especial, se indican las modificaciones que se requieren en el ordenamiento legal e institucional y en el potenciamiento de la infraestructura humana y técnica. Además, el informe señaló cuánto nos falta conocer sobre nuestro territorio y cómo abordar el estudio de localización en un país sísmico como el nuestro.

Lo señalado más arriba parece contradecir la percepción social, instalada a partir del reciente terremoto y maremoto ocurridos en el Este de Japón. Según esa percepción, pareciera que el accidente nuclear de la planta de Fukushima Dai-ichi hubiese sido uno de los efectos más severos producidos por este evento natural extremo. Sin embargo, un análisis más objetivo, a más de seis meses del terremoto, muestra que eso no es efectivo<sup>[1]</sup>.

---

*[1]El análisis actual del accidente nuclear de Fukushima Dai-ichi muestra que a pesar que las aceleraciones durante el terremoto superaron los niveles de diseño, ninguno de los 14 reactores en la zona afectada habría fallado por el sismo, sino que por la imprevisión frente a un maremoto de grandes proporciones, del mismo modo que no se previó la correcta localización y/o protección de ciudades causando más de 25 mil muertes. La altura del maremoto (15m en lugar de 5m), fue tal que inutilizó 13 de los 14 equipos de generación de emergencia de la central, ya que el terremoto literalmente destruyó las torres eléctricas de la zona, anulando toda capacidad de enfriar las unidades. Aunque se detectaron fallencias en la organización del organismo regulador, el manejo de la emergencia por las autoridades fue adecuado para minimizar los efectos ambientales y de salud pública, producidos por la radiación y la emisión de material radiactivo. La contaminación radiactiva fue alrededor de un séptimo de la producida en Chernobyl, lo que permite estimar que se producirían unas 35 muertes por cáncer por esta causa en una población de 300.000 personas, esto es, un aumento de 0.05% en la mortalidad, lo que resulta indetectable entre las 75.000 muertes esperables normalmente por otras formas de cáncer. Por último, no se han registrado víctimas fatales como resultado del accidente nuclear. Véase [38]*

A pesar de la tragedia, esta Comisión estima que el terremoto de Japón señalará a la industria formas para mejorar aún más la tecnología, que antes no fueron apreciadas. Además, le provee a Chile una oportunidad como país sísmico, ya que será beneficiado de tales mejoras, así como de las precauciones y protocolos de seguridad más exigentes que resulten de esa dolorosa experiencia. Sin embargo, esta experiencia ha generado una nueva incertidumbre respecto de los costos reales de estas nuevas tecnologías adaptadas, lo que reafirma la necesidad de mantener un análisis permanente sobre su evolución.

Esta Comisión considera conveniente y, por ende, recomienda continuar el camino enunciado en dicho informe, completando el proceso de evaluación y preparación para que el país esté en condiciones de tomar una decisión informada en esta materia en los próximos años. Entre las áreas por avanzar se encuentran las siguientes:

- Potenciar a la Comisión Chilena de Energía Nuclear, a fin de contar con una capacidad experta en el Estado capaz de entender y analizar técnicamente la opción nuclear para poder evaluar sus potenciales ventajas y desafíos. En particular, esta capacidad debería ser prevista para revisar críticamente los resultados de los estudios, especialmente a la luz de la reciente experiencia del terremoto de Japón.
- Crear y dotar un órgano regulador nuclear y radiológico autónomo e independiente de intereses políticos e industriales.
- Realizar estudios geológicos de largo aliento a lo largo del país para contar con información detallada confiable sobre la naturaleza sísmica del Chile y de los costos que su consideración en los diseños esto conlleva.
- Realizar estudios y actualizar la información relativa a los avances tecnológicos en reactores nucleares de última generación, que incorporan mayores niveles de seguridad y menores costos para su utilización en países como Chile, así como las oportunidades de participación industrial.
- Establecer un organismo coordinador y ejecutor de los estudios para desarrollar la infraestructura de un programa nuclear (NEPIO), dependiente del Ministerio de Energía, con la participación de entidades relevantes como CCHEN, CNE, Ministerio de Medio Ambiente, así como del sector privado y académico, que perdure en el tiempo y que dé garantías de transparencia, autonomía y continuidad, más allá de un período presidencial, para desarrollar estas tareas.

- Informar a la sociedad chilena de manera transparente y objetiva sobre las ventajas y desventajas de la energía nuclear, de los estudios que se realicen y sus resultados, respondiendo correctamente a las inquietudes de la ciudadanía. De esta forma será posible que la ciudadanía participe de manera informada en la discusión tendiente a la aceptación social que requiere un PNP.
- Formar personas y profesionales claves de diferentes sectores de la sociedad para que estén disponibles a las necesidades observadas, participando activamente en las discusiones políticas, tecnológicas y académicas que se desarrollan constantemente en el mundo desarrollado.

Todo lo anterior implicará tomar oportunamente una decisión informada sobre la conveniencia de iniciar un PNP apenas el país lo requiera.

La mirada de futuro que se le ha pedido a esta Comisión, refrendada en los estudios prospectivos de escenarios que hemos realizado, nos señala la recomendación estratégica de mantener abierta la opción nuclear para Chile y en lo inmediato avanzar en las áreas de estudio enunciadas.

## 7.5 Innovación Tecnológica

### 7.5.1 Antecedentes

» La innovación tecnológica juega un rol central en los desafíos energéticos de países desarrollados. Es así como se invierten grandes sumas de dinero en proyectos de I&D y en la creación de una industria exportadora en la materia. Tal es el caso de Alemania, cuya opción por las energías renovables permitió la masificación de una industria eólica que trajo aparejada la creación de 250.000 puestos de trabajo. Sin embargo, hay algunas dudas sobre estos efectos. Un estudio –que ha sido criticado– para España sugiere que el costo acumulado desde el 2000 de cada empleo en la industria de energías renovables tuvo un costo importante, y que en neto destruyó empleos <sup>45</sup>.

Por su parte, Estados Unidos de Norte América ha decidido invertir 4000 millones de USD en el desarrollo de redes inteligentes, con el fin de aumentar los niveles de seguridad de suministro,

45. Calzada, Merino, RalloGarcía, "Study of the effects on employment of public aid to renewable energy sources" U. Rey San Carlos, Marzo 2009. Para el mismo efecto en Alemania, ver <http://www.leonardo-energy.org/employment-effects-renewable-energy-policy>. A su vez el trabajo de Calzada ha sido cuestionado por varios autores citados en (<http://www.skepticalscience.com/renewable-energy-investment-kills-jobs.htm>).

permitir la integración de energías renovables y lograr una penetración efectiva de los vehículos eléctricos. Las iniciativas antes mencionadas se observan en mayor o menor grado en casi todos los países de la OECD y parece razonable examinar si serían apropiadas para nuestro país.

## 7.5.2 Problema Identificado

El estudio de escenarios de proyección de la matriz eléctrica, presentado en el capítulo 3, muestra que las ERNC corresponden a un potencial real de aporte a nuestra matriz. Esto es especialmente válido para las tecnologías geotérmicas, mini-hidro y de biomasa. Asimismo, existen otras aplicaciones específicas no modeladas en este ejercicio, que pueden presentar proyecciones de interés. En este contexto puede mencionarse la energía solar a nivel domiciliario (Net-metering) y aplicaciones industriales de la energía solar (tecnología solar para calor y electricidad en la minería), cuyo potencial debería explorarse.

Por su parte, el sistema de innovación nacional, no ha apoyado en forma sistemática y relevante en la innovación tecnológica en el sector energético. En general, los proyectos apoyados por los programas FONDECYT, FONDEF o INNOVA CORFO, reciben apoyos entre 5 millones y 100 millones de pesos chilenos al año. Una excepción lo constituye el apoyo de CORFO a los programas de Biomasa con cerca de 1 millón de US\$ al año en un horizonte de cuatro años. Claramente, este nivel de inversión en innovación es insuficiente para generar cambios y desarrollos innovativos en un sector que podría ser muy importante, dado el potencial de recursos ERNC de los que el país dispone.

## 7.5.3 Diagnóstico Y Propuestas

Cabe preguntarse entonces si existen ámbitos específicos de I&D en el sector energético del país (electrónica de potencia, micro-hidráulicas, geotermia, redes inteligentes, etc.), que los que pudieren haber oportunidades de desarrollo tecnológico doméstico.

Un diagnóstico de la situación actual permite concluir que:

- Existe un gran potencial de ERNC en el país susceptible de ser aprovechado.
- Existen incentivos en los mercados internacionales para promover la exportación de productos bajos en huella de carbono.
- Existen tecnologías promisorias que aún no han alcanzado la madurez (costos relativamente altos) y que podrían ofrecer espacios para la innovación doméstica.

- Chile ha logrado generar una capacidad local de investigación y desarrollo en la electrónica de potencia, donde existe un número interesante de investigadores con interés en el ámbito de la innovación.

En base a este diagnóstico, se proponen las siguientes iniciativas:

- Crear una comisión para determinar si existen nichos de innovación tecnológica de corto plazo en ERNC que podrían desarrollarse en Chile, con el potencial de investigación doméstica, lo que podría hacerse a través de la CORFO.

- En caso de determinar la existencia de estos nichos, crear programas focalizados en estas áreas con cierta continuidad temporal y magnitudes de recursos que permitan su desarrollo a nivel piloto o demostración.

- En el caso de que los desarrollos a nivel piloto sean exitosos, promocionar activamente el derribar barreras que se presenten al desarrollo de estos emprendimientos.

## 8. Referencias

- » [1] Daniela Martínez, 2011, El "efecto California": Análisis de la experiencia de California en la implementación de políticas públicas en eficiencia energética
- [2] Plataforma Escenarios Energéticos 2030 (2010);
- [3] WorldEnergy Council, 2004. Comparison of Energy Systems using Life Cycle Assessment (2004). A Special Report of the World Energy Council. Disponible en Web: <http://www.worldenergy.org/documents/lca2.pdf>;
- [4] Jacobson, M. 2008. Review of solutions to global warming, air pollution, and energy security. *Energy&EnvironmentalScience*, 2, 148-173.
- [5] CEA-DGA 2008. Determinación de caudales ecológicos en cuencas con fauna íctica nativa y en estado de conservación
- [6] CEPAL, 2009. Economía del Cambio Climático en Chile. Síntesis
- [7] MMA, 2011. Segunda Comunicación Nacional de Chile frente a la Convención de las Naciones Unidas para el Cambio Climático
- [8] Mitigando el Cambio Climático en Chile (2010), documentos disponibles en página web [www.cambioclimatico.org](http://www.cambioclimatico.org)
- [9] Samaniego, J. (2009), "Cambio climático y desarrollo en América Latina y el Caribe: una reseña". CEPAL, Santiago.
- [10] PROGEA (2009). "Consumo de Energía y Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en Chile 2007-2030 y Opciones de Mitigación", Programa de Gestión y Economía Ambiental (PROGEA), Depto. de Ingeniería Industrial, Universidad de Chile.
- [11] AIE, 2009. "How the energy sector can deliver on a climate agreement in Copenhagen". Special early excerpt of the World Energy Outlook 2009 for the Bangkok UNFCCC meeting

- [12]DGA, 2009. Minuta DCPRH No 173. Lineamientos y criterios sobre pronunciamiento de la Dirección general de Aguas en materia de caudal Ecológico en el marco del SEIA.
- [13]DGA, 2008. Manual de normas y procedimientos para la administración de recursos hídricos
- [14]Olivares, Marcelo, 2011. Hidroelectricidad: Revisión internacional de Instrumentos de Regulación y Política Ambiental
- [15] Beck, U. 1992. Risk Society: towards a New Modernity, London: Sage.
- [16] Callon, M. 1999. The role of lay people in the production and dissemination of scientific knowledge, *Science, technology & Society*, 4(1): 81-94.
- [17] Callon, M., Lascoumes, P. y Barthe, Y. 2009. Acting in an uncertain world: an essay on technical democracy. Cambridge, MA: MIT Press.
- [18] CLACSO – Consejo Latinoamericano de Ciencias Social, Observatorio Social de América Latina, <http://www.clacso.org.ar/institucional/1h.php>
- [19] CNE – Comisión Nacional de Energía (2009), Asesoría técnica en la elaboración de un programa de comunicaciones para avanzar a una toma de decisión informada y participativa sobre el desarrollo de infraestructura nuclear.
- [20]ComScore,  
[http://www.comscore.com/esl/Press\\_Events/Presentations\\_Whitepapers/2010/Situacion\\_de\\_Internet\\_en\\_Chile](http://www.comscore.com/esl/Press_Events/Presentations_Whitepapers/2010/Situacion_de_Internet_en_Chile)
- [21] Inglehart, R. 1997. Modernization and Postmodernization, Princeton, PA: Princeton University Press.
- [22] Latour, B. 1987. Science in Action: How to Follow Scientists and Engineers through Society. Cambridge, MA: Harvard University Press.
- [23] Law, J. and Singleton, V. 2007. A Further Species of Trouble? Disaster and Narrative. En Doering, M. and Nerlich, B. (eds), *The Cultural Meaning of the 2001 Outbreak of Foot and Mouth Disease in the UK: From Mayhem to Meaning*. Manchester: Manchester University Press.
- [24]Luhmann, N. 1992. *Sociología del Riesgo*, Guadalajara: Universidad Iberoamericana/Universidad de Guadalajara.
- [25]Nielsen - <http://blog.nielsen.com/nielsenwire/global/chile-colombia-lead-latin-american-internet-cable-penetration/>

- [26]Poduje, I., 2008. Participación Ciudadana en Proyectos de Infraestructura y Planes Reguladores. En Serie de Temas de la Agenda Pública. Vicerrectoría de Comunicaciones y Asuntos Públicos, Pontificia Universidad Católica de Chile, 3 (22).
- [27]SINIM – Sistema Nacional de Información Municipal, [www.sinim.cl](http://www.sinim.cl)
- [28]Strauss. H. 2010. Involving the Finnish public in nuclear facility licensing: participatory democracy and industrial bias, *Journal of Integrative Environmental Sciences* 7(3): 211-228.
- [29]Tironi, M., Poduje, I., and Somma, N. (2011). Organizaciones emergentes, participación ciudadana y planificación urbana: una propuesta de política pública, in *Camino al Bicentenario. Propuestas para Chile 2010*, Santiago: P. Universidad Católica de Chile.
- [30]Universidad Diego Portales, Encuesta de Caracterización de Usuarios de Twitter en Chile - <http://www.cip.udp.cl/2011/02/encuesta-de-caracterizacion-de-usuarios-de-twitter-en-chile/>
- [31]World Value Survey (Encuesta Mundial de Valores) - <http://www.worldvaluessurvey.org/>
- [32]Wynne, B. 1996. May the sheep safely graze? A reflexive view of the expert-lay knowledge divide, en Lash et al. (eds.), *Risk, Environment and Modernity*, London: Sage.
- [33]Severe Accidents in the Energy Sector, S. Hirschberg, G. Spiekerman, and R. Dones, Paul Scherrer Institut, N. 98-16, November 1998, ISSN-1019-0643.
- [34]Nuclear energy of the future: what research for which objectives? Commissariat a l'energie atomique.
- [35]Projected costs of generating electricity. International Energy Agency and Nuclear Energy Agency (2005)
- [36]Energía Nucleoeléctrica en Chile, J. Vergara, *Temas de la Agenda Pública*, Centro de Políticas Públicas UC, Año 5 / N° 40 / Noviembre 2010.
- [37]Núcleo-electricidad en Chile: Posibilidades, Brechas y Desafíos, M. Tokman, Ministerio de Energía, Santiago, Chile, Enero 2010.
- [38]The radiological and psychological consequences of the Fukushima Daiichi accident, Frank N. von Hippel, *Bulletin of the Atomic Scientists* 67(5) 27–36, (2011).