



Universidad de Chile
Facultad de Derecho
Departamento Ciencias del Derecho

**“ANÁLISIS CRÍTICO DE LA REGULACIÓN Y POLÍTICAS DE FOMENTO
RELATIVAS A LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN
CHILE. APROXIMACIÓN A LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL EN EL
CONTEXTO DEL CAMBIO CLIMÁTICO”**

Tesis para optar al grado de Licenciado en Ciencias Jurídicas y Sociales

Juan Maximiliano Proaño Ugalde.

Profesor Guía: Gabriel Álvarez Undurraga, abogado.

SANTIAGO DE CHILE

MARZO DE 2015

AGRADECIMIENTOS

A mi madre y a mi padre por su apoyo y guía durante este largo camino, así como por otorgarme las condiciones materiales y afectivas para salir adelante en los momentos difíciles.

TABLA DE CONTENIDOS

Introducción	1
Capítulo I: Políticas de fomento y modelos exitosos en la experiencia internacional(Alemania, España, Dinamarca, Brasil) con el desarrollo de las ERNC.	14
1.1 Políticas de fomento	16
1.1.1 Sistema de tarifas especiales o Feed-in Tariff	16
1.1.2 Sistemas de Cuotas	17
1.1.3 Sistemas de Subastas	18
1.1.4 Otros incentivos	18
1.2 El Modelo Chileno y las ERNC	20
1.2.1 Políticas de fomento a las ERNC implementadas en Chile	24
1.3 Modelos exitosos ERNC en la experiencia internacional	28
1.3.1 Alemania	28
1.3.2 España	33
1.3.3 Dinamarca	38
1.3.4 Brasil	45
Capitulo II Análisis crítico de la regulación Nacional relativa a las ERNC.	49
2.1. Evolución histórica de la regulación energética nacional	50
2.2 Institucionalidad del sector energético chileno	55
2.2.1 Ministerio de energía	57
2.2.2 Consejo Nacional de energía	60
2.2.3 ENAP	61
2.2.4 Sistemas Medianos	65
2.2.5 Gas	68
2.3 Regulación Nacional ERNC	69
2.3.1 Ley General de Servicios Eléctricos (DFL-4)	69
2.3.2 Ley 19.940 “Corta I” de 2004.	71
2.3.3 Ley 20.018 “Corta II” de 2005.	71
2.3.4 Ley 20.257.	72
2.3.5.Ley 20.698.	73
2.3.6 Ley 20.571. Net Metering o Medición Neta.	75
2.3.7 Ley 20.365, Franquicia tributaria colectores solares.	77
2.3.8 Ley 19.657 sobre concesiones de energía geotérmica.	81
2.3.9 Ley 20.805. Perfecciona el sistema de licitaciones de suministro eléctrico	82

2.3.10 Resolución exenta 1278.	83
2.3.11 Decreto 244 de enero 2006.	85
2.3.12 Resolución exenta 370	86
Capítulo III La Judicialización de proyectos Energéticos en Chile. Causas y análisis de casos emblemáticos.	88
3.1 Aproximación a las causas de la judicialización de los proyectos energéticos en Chile	89
3.2 Casos emblemáticos de Judicialización en el sector energético	95
3.2.1 Caso Parque Eólico Chiloé	96
3.2.2 Caso geotérmica en los geiseres El Tatio	101
3.2.3 Caso Minicentral Cayucupil	103
3.2.4 Caso Tagua Tagua	106
3.2.5 Caso Barrancones	112
3.2.6 Caso Central Castilla	115
3.2.7 Caso Hidroaysén	125
3.2.8 Caso Río Cuervo	135
Capitulo IV: Las ERNC y el Cambio Climático	145
4.1 Régimen Jurídico Internacional del Cambio Climático. El camino hasta “La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático” y su evolución.	147
4.1.1 Antecedentes	147
4.1.2 Rol del sector energía en contexto del Cambio Climático	150
4.1.3 Compromisos adquiridos y medidas adoptadas por los países OCDE.	153
4.2 Chile y el Cambio Climático	162
4.2.1 Antecedentes	
4.2.2 Rol del sector energía en Chile en contexto del Cambio Climático	163
4.2.3 Marco Institucional del Cambio Climático en Chile	165
4.2.4 Compromisos adquiridos por Chile y vinculación con el desarrollo de las ERNC.	170
Conclusiones	175
Glosario	185
Bibliografía	188

ÍNDICE DE FIGURAS Y TABLAS

Figuras

Gráfico N°1: Participación de mercado por empresa generadora de Energía	03
Gráfico N°2: Participación ERNC en la matriz, febrero 2015.	07
Gráfico N°3: Porcentaje de países por grupo de ingresos con políticas de fomento en Energías Renovables.	15
Gráfico N°4: Producción histórica de petróleo en la región de Magallanes.	63
Gráfico N°5: Producción histórica de gas en la región de Magallanes.	64
Gráfico N°6: Obligación generación y retiros ERNC por ley 20.257 y 20.698.	75
Gráfico N°7: Emisiones GEI per cápita y por unidad del PIB	163
Gráfico N°8: Emisiones, capturas y balance de GEI por sector, periodo 1984-2006	165

Tablas

Tabla N°1: Políticas de Incentivo presentes en Chile	25
Tabla N°2: Políticas de Incentivo presentes en Alemania	32
Tabla N°3: Políticas de Incentivo presentes en España	38
Tabla N°4: Políticas de Incentivo presentes en Dinamarca	41
Tabla N°5: Políticas de Incentivo presentes en Brasil	46
Tabla N°6: Subastas de energías renovables realizadas en Brasil entre 2007 y 2011	48
Tabla N°7: Sistemas Medianos y Empresas Operadoras en Chile	66
Tabla N°8: Emisiones y captura GEI en Chile, año 2000 y año 2006	164
Tabla N°9: Avance Institucional relativo a Cambio Climático	169

RESUMEN

La presente investigación constituye un esfuerzo por sistematizar y realizar un análisis crítico al actual modelo energético chileno, especialmente el relativo a las ERNC, a las políticas de incentivo a las ERNC presentes en Chile y en la experiencia internacional, dando cuenta de la regulación nacional en la materia. Posteriormente, se realiza un análisis de casos de judicialización de proyectos ERNC y algunos que si bien no son ERNC son emblemáticos y sirven para ejemplificar elementos del colapso del modelo energético chileno. Por último, se ha intentado explicar, de forma brevísima, el marco jurídico nacional e internacional relativo al Cambio Climático, y realizar la necesaria relación entre éste y el sector energía, toda vez es el principal emisor de gases efecto invernadero y, por lo tanto, las ERNC aparecen como la solución ideal.

Entonces, el objetivo principal de mi memoria de grado se puede resumir en: analizar la regulación nacional e internacional, relativa a las ERNC, en el contexto del cambio climático, sus obstáculos y oportunidades, y las principales políticas de fomento y experiencias exitosas, en países como Alemania, España, Dinamarca y Brasil.

En la presente investigación se ha recurrido al método analítico, principalmente con textos relativos a legislación y jurisprudencia. El método inductivo se utilizó generalmente al momento de estudiar la experiencia comparada, en cuanto a

políticas de fomento y regulación. El método deductivo se aplicó al momento de estudiar el marco jurídico internacional del Cambio Climático y las consecuencias y obligaciones que conllevan para Chile. También recurrimos al método dialéctico y analógico, al momento de confrontar las distintas opciones regulatorias y de políticas de fomento que ya se están implementando o que Chile podría considerar en el futuro.

El principal resultado que arroja este estudio, dice relación con que los problemas que enfrenta el modelo energético chileno tienen su origen en dejar excesivamente en manos del mercado un sector estratégico, para cualquier país que requiere un Estado que juegue un rol planificador de las políticas públicas a largo plazo, y donde hoy las ERNC están llamadas a jugar un rol importante.

INTRODUCCIÓN

A partir de la entrada en vigencia de la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N° 1) en el año 1982, el mercado eléctrico fue estructurado en segmentos de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Simultáneamente, a través de un proceso de privatización, el Estado delegó en agentes privados la facultad para definir dónde, cómo y cuándo desarrollar los proyectos de generación eléctrica, así como las condiciones tarifarias aplicables a los mayores usuarios, reservándose sólo funciones de fiscalización en general, y planificación indicativa de inversiones. Esto ha incidido determinantemente en que hoy Chile posea una matriz energética dependiente de factores externos, con propiedad concentrada, no diversificada en cuanto a las fuentes energéticas, cara y contaminante. A continuación, revisaremos cada una de estas aseveraciones.

Desde la década del 70, específicamente desde la guerra de Yom Kippur en 1973, que desencadenó una drástica subida del petróleo, el mundo entró en una etapa de volatilidad e inestabilidad en materia energética, incluido nuestro país, que prácticamente no posee energía proveniente de fuentes fósiles que son las que producen aproximadamente un 80% de la energía mundial.

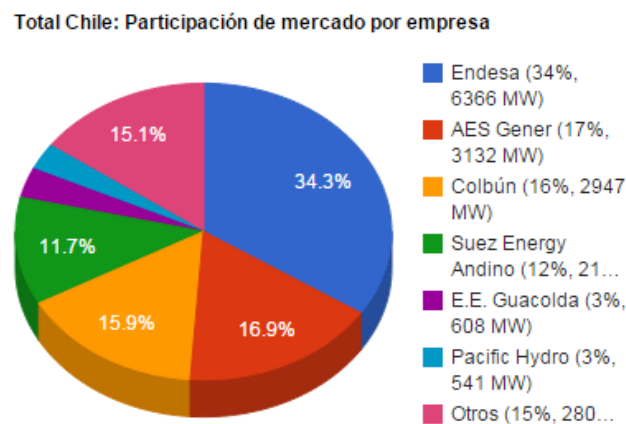
Chile importa el 60% de su energía primaria (Balance Nacional de Energía BNE 2012), por lo que actualmente somos un país subordinado a la inestabilidad y volatilidad de los precios en los mercados internacionales y las restricciones de abastecimiento que se produzcan por fenómenos políticos, climáticos o de mercado¹.

Actualmente, la generación de energía eléctrica en Chile, es gestionada enteramente por el sector privado, La industria eléctrica nacional está integrada por un reducido grupo de empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras que suministraron una oferta agregada de 58.257 GWh en 2010. Dicho mercado eléctrico, posee un alto grado de distorsión, debido a la concentración de la generación en sólo tres empresas (Endesa, Colbún y Gener), que generan y comercializan más del 84 % de la energía en el Sistema Interconectado Central (SIC). Otras tres empresas (E-CL, Gener y Gas Atacama) generan y comercializan más del 94% de la energía en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). Estas cinco empresas además, a través del sistema de licitaciones para clientes regulados y contratos de largo plazo con clientes libres, tienen capturado más de 90% del mercado eléctrico hasta el año 2020. El SING

¹MINISTERIO de Energía, “Agenda Energía, Un desafío país, progreso para todos”. [En Línea] Santiago, Chile, 2014 pp.,12.
<<http://www.energia2050.cl/uploads/material/db809dabcce8980dece1f32ff34db95b9282961d.pdf>> [consulta: 02 de marzo 2015]

y SIC son los sistemas mayores, y en conjunto concentran 98% de la capacidad de generación con un parque instalado de 16.261 MW².

Al año 2012 la participación de las principales empresas de generación energética en la matriz nacional era la siguiente:



Fuente: Centralenergía³

Gráfico N°1: Participación de mercado por empresa generadora de energía

² PROPUESTA de la Comisión Ciudadana Técnico-Parlamentaria para la Transición hacia un desarrollo eléctrico limpio, seguro, sustentable y justo, “Chile Necesita una Gran Reforma Energética”. [En línea] Santiago, Chile, 2011, I.S.B.N.: 978-956-7889-47-1, octubre 2011, pp., 11. <http://www.energiaciudadana.cl/sites/default/files/node/documento/archivo/resumen_ejecutivo_baja_final.pdf>, [consulta 02 de marzo 2015].

³ El gráfico consolida la potencia instalada a nivel de empresas matrices, las que incluyen a sus filiales. Endesa incluye Pehuenche, San Isidro, Celta, Endesa Eco y Central Eólica Canela. Además, Endesa tiene una participación de 50% en Gas Atacama, pero no consolida con ésta. El otro 50% es de Southern Cross. Colbún incluye E.E. Industrial, Hidroeléctrica Guardia Vieja, Hidroeléctrica Industrial, Antihue, Obras y Desarrollo y Río Tranquilo. AES Gener incluye Sociedad Eléctrica Santiago, E.E. Ventanas, Termoandes, Norgener y Energía Verde. Además, AES Gener tiene una participación de 50% en Guacolda, pero no consolida con ésta. Suez Energy Andino incluye E-CL (ex Edelnor), E.E. Cavanca y Enaex, además de los activos de Electroandina, que se fusionaron con E-CL.

Al año 2014 la torta se distribuía en el SIC, entre las tres empresas más grandes de generación eléctrica y sus relacionadas, poseían más de un 76% de la capacidad instalada, mientras que en el SING alcanzaba el 98%⁴.

La composición en el SING es 99,6% termoeléctrica. En tanto en el SIC, es 52% termoeléctrica, 44% hidroeléctrica y 4% Energías Renovables no Convencionales o ERNC. El total de electricidad generada en ambos sistemas fue de 58.257 GW en 2010, principalmente sobre la base de carbón, petróleo y gas (62%), e hidroelectricidad (35%), mientras que las ERNC sólo aportaron el 3%⁵.

Los últimos quince años en Chile han estado marcados por el corte de gas natural desde Argentina, severos y largos períodos de sequía, dificultades en el otorgamiento de permisos ambientales, insuficiente entrada de proyectos y de nuevas empresas en el área de generación y escasa inversión en infraestructura en ese mismo segmento y también en transmisión eléctrica. Todo ello ha contribuido a sostener a lo largo de la última década condiciones de estrechez de oferta de suministro eléctrico, con altos costos marginales y precios a cliente

⁴ MINISTERIO de Energía, Ob. cit, pp., 32

⁵PROPUESTA de la Comisión Ciudadana Técnico-Parlamentaria para la Transición hacia un desarrollo eléctrico limpio, seguro, sustentable y justo, "Chile Necesita una Gran Reforma Energética". [En línea] Santiago, Chile, 2011, I.S.B.N.: 978-956-7889-47-1, octubre 2011, pp., 11.<http://www.energiaciudadana.cl/sites/default/files/node/documento/archivo/resumen_ejecutivo_baja_final.pdf>, [consulta 02 de marzo 2015].

final, que reflejan un desarrollo ineficiente del sistema, lo que se ha agravado en los últimos años.

En efecto, los precios de la energía eléctrica han aumentado considerablemente en la última década. En 2006, el suministro eléctrico para nuestras familias, comercios y pequeñas empresas (clientes regulados) fue adjudicado a valores promedio de US\$ 65 MWh; en cambio, la última licitación, realizada en diciembre de 2013 para estos mismos clientes, fue adjudicada al doble del 2006 (valor promedio de US\$ 128 MWh). Esto ha significado que la cuenta eléctrica que pagan hoy las familias chilenas es un 20% superior respecto al año 2010. De mantenerse el escenario de precios adjudicados en 2013, el costo de la electricidad podría subir otro 34% durante la próxima década⁶.

Asimismo, en los últimos diez años, las industrias (clientes libres) han visto duplicados los precios por sus consumos eléctricos, lo que resta competitividad a nuestra economía e impacta directamente en el crecimiento del PIB. En el año 2013, los precios medios de mercado rondaron en el Sistema Interconectado Central (SIC) los US\$ 112 MWh y en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) los US\$ 108 MWh. La industria chilena está enfrentando uno de los precios más altos de la energía eléctrica en América Latina.

⁶MINISTERIO de Energía, *Ibíd*em, pp.,12.

Con una matriz energética al año 2010 62% fósil, tenemos que en términos absolutos, el sector energía aporta en forma dominante y creciente a los valores de emisiones de gases efecto invernadero nacionales, con un aumento de un 85% entre 1990 y 2006, alcanzando un valor de 58 MM t CO₂-eq aproximadamente. Dentro del sector energía, los subsectores que más contribuyen a las emisiones de GEI son la generación eléctrica, el transporte y la industria manufacturera, construcción y minas, asociados al alto consumo de energéticos fósiles⁷.

Sin embargo, no todo son malas noticias, desde hace casi una década comenzaron a aprobarse algunas leyes destinadas a fomentar las ERNC, las que analizaremos más adelante, si bien no se podría hablar de una política nacional de fomento, ya en los últimos años se han podido ver, a nivel macro, algunos resultados positivos. Así, por ejemplo, tenemos que el año 2014 el Sistema Interconectado Central cerró con un 10.9% de participación ERNC en el total de la torta superando ampliamente el 7,9% del 2013. De acuerdo al reporte mensual que emite la Comisión Nacional de Energía, durante los dos primeros meses del año la situación sigue en aumento:

⁷MINISTERIO del Medio Ambiente, Informe del Estado del Medio Ambiente 2011, Capítulo 11, Cambio Climático. [En Línea]. Santiago, Chile, 2011. http://www.mma.gob.cl/1304/articles-52016_Capitulo_11.pdf, [consulta: 02 de marzo de 2015).

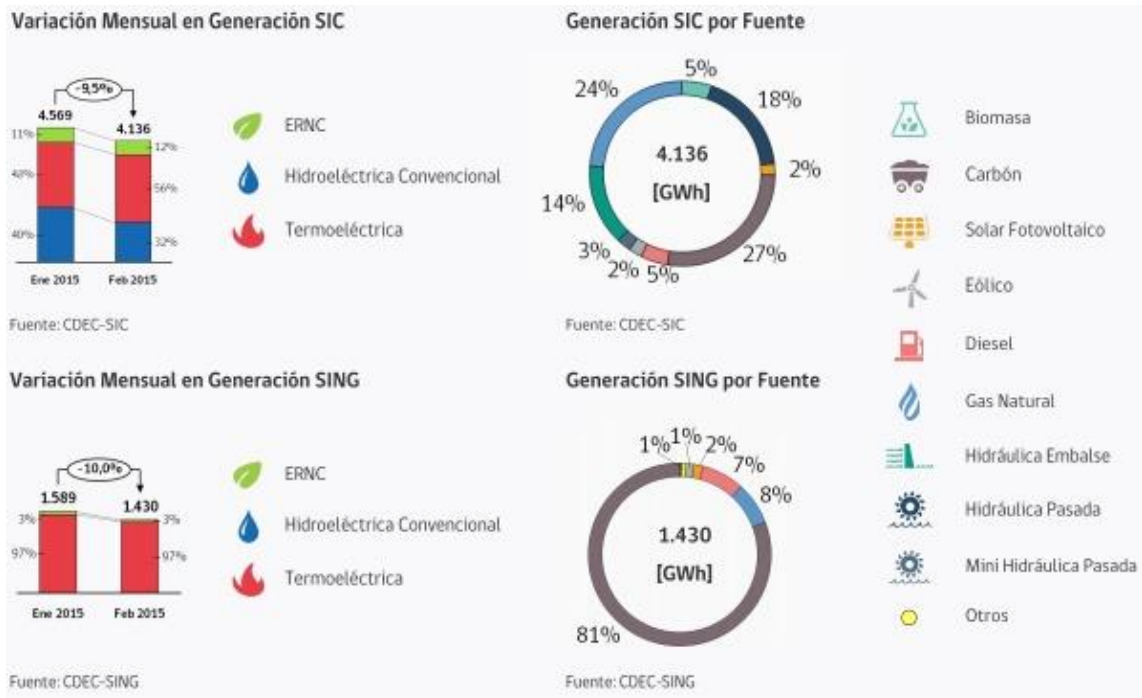


Gráfico N°2: Participación ERNC en la matriz, febrero 2015.
Fuente: Centro de Despacho económico de carga SIC-SING

En este contexto, el crecimiento de la participación de las Energías Renovables no Convencionales parecieran ser la solución para otorgar seguridad de suministro y disminuir la dependencia externa; para desconcentrar la propiedad respecto de quienes generan la energía; para diversificar la matriz en cuanto a las fuentes energéticas; para mantener o incluso bajar los precios y; tener una matriz mucho más limpia y bajar las emisiones en el contexto del cambio climático. Entonces cabe hacerse la pregunta ¿Cuáles son los principales obstáculos y oportunidades que poseen las ERNC en Chile, específicamente en materia regulatoria y de políticas de fomento, considerando la experiencia

nacional e internacional (casos de Alemania, España, Dinamarca y Brasil) para alcanzar una fuerte presencia en la matriz energética nacional?.

El presente estudio tiene como objetivo general, analizar la regulación nacional e internacional relativa a las ERNC en el contexto del cambio climático, sus obstáculos y oportunidades, y las principales políticas de fomento y experiencias exitosas en países como Alemania, España, Dinamarca y Brasil.

Entonces, podemos extraer como objetivos específicos:

- 1.- Identificar qué políticas públicas y de fomento a las ERNC presentes en la experiencia internacional, se podrían adaptar en Chile.
- 2.- Analizar críticamente la regulación existente relativa a las ERNC en Chile, estableciendo cuáles son los aspectos que inciden positiva o negativamente en el desarrollo de éstas en el país.
- 3.- Analizar casos de judicialización de proyectos ERNC en el país y sus causas.
- 4.- Determinar cómo la regulación internacional y nacional del Cambio Climático obliga a Chile a adoptar una serie de decisiones en el marco regulatorio y de política pública, que contribuyan en la obtención de una matriz energética que produzca menores emisiones de gases efecto invernadero.

Me parece del todo pertinente desarrollar una investigación en torno a cuál debe ser la matriz energética que debe tener Chile en el futuro y, por lo tanto, cuál debe

ser el marco regulatorio que permita implementarla. Tengo la convicción que el “problema energético” puede constituir una gran oportunidad para la obtención de un desarrollo sustentable en el país si transitamos desde una matriz dependiente factores externos, con propiedad concentrada, no diversificada en cuanto a las fuentes energéticas, cara y contaminante; a una matriz autónoma, de propiedad desconcentrada, con fuentes energéticas diversificadas de acuerdo a las condiciones territoriales, con precios competitivos y limpia. Tuve la experiencia de conocer en el año 2012 la experiencia danesa, un país pequeño, sin reservas de petróleo, que decidió hace menos de tres décadas apostar por la energías renovables. Pude observar pequeñas localidades que habían pasado de ser agropecuarias a exportadoras de energía eólica y autónomas energéticamente.

La importancia estratégica de la energía radica en ser un recurso que se encuentra presente en casi toda actividad del ser humano y, por lo tanto, incide directamente en su bienestar. Así energía cara en un país genera grandes dificultades para su desarrollo, de la misma manera la energía obtenida de fuentes contaminantes, producirá impactos en el medioambiente que afectan directa o indirectamente la calidad de vida de las personas. Recursos que en su momento se encontraron en abundancia, y por lo tanto, a bajo costo como el petróleo y el carbón, hoy comienzan a acabarse y encarecerse rápidamente.

En este contexto, la utilidad que posee una investigación como la planteada, radica en primer lugar, en el contexto en que esta se desarrolla. Existe consenso nacional que Chile debe adoptar una estrategia energética a corto, mediano y largo plazo con un marco jurídico y políticas públicas que faciliten la inversión a pequeña y gran escala, que nos permitan la seguridad energética y que considere la variable medioambiental. Una investigación relativa a realizar un análisis crítico del estado actual de la regulación relativa a las ERNC en el país y las políticas de fomento presentes en Chile y en la experiencia internacional, me parece una temática vigente, y que posee elementos nuevos que pueden resultar un aporte a lo poco que se ha escrito hasta el momento.

La hipótesis que se buscará verificar en la presente memoria de grado es la siguiente: La ausencia, en materia energética, de un rol activo del Estado, regulación adecuada, y de efectivas políticas de fomento para las ERNC, han determinado que hoy Chile posea una matriz energética poco diversificada, con baja participación de ERNC, concentrada en cuanto a la propiedad, dependiente, contaminante y cara.

Mi investigación consistirá principalmente en una de tipo documental, ya que he podido recopilar y seleccionar una aceptable cantidad de libros, documentos de trabajo, papers, textos digitales, marco regulatorio nacional e internacional, que considero me permitirán desarrollar satisfactoriamente los objetivos de este

estudio. Sin embargo, también incluiré a modo de investigación de campo, mi experiencia en un centro de promoción de energías renovables en Samsø, Dinamarca, específicamente en el Samsø Energy Academy. Estuve en dicho centro en una estadía corta, entre agosto y noviembre de 2012, y pude observar cómo funciona esta pequeña localidad con un 100% de energía renovable. También incluyo como investigación de campo, un proyecto en el cual colaboro, relacionado con el proceso de participación ciudadana en la discusión de una nueva matriz energética para la Región de Magallanes.

Mi investigación combinará principalmente los niveles descriptivo y explicativo. El nivel descriptivo, consistirá en exponer las características principales de la regulación actual relativa a las ERNC y de las distintas políticas de fomento utilizadas en la experiencia internacional. También se expondrán las estadísticas e información relevante respecto de la matriz energética en el país. Mediante el nivel explicativo, se buscará relacionar las causas que han producido una matriz energética, poco diversificada, concentrada, sucia y cara.

En cuanto a los paradigmas que constituyen el método del trabajo a realizar, naturalmente es el paradigma interpretativo el que identifica mayormente a mi investigación, en tanto “al emplear una metodología cualitativa más que privilegiar la generación de teorías se persigue transformar una realidad

enmarcada y contextualizada”⁸. Sin embargo, reconozco la influencia del paradigma sociocrítico en mi investigación, en tanto mi acercamiento a la temática investigada es desde la participación activa en instancias que buscan la transformación de la sociedad, en mi caso resulta en general desde la problemática medioambiental y en particular la energética, así me identifica la frase “participación en la praxis para transformar la realidad, mediante un proceso investigativo en el que la reflexión crítica sobre el comportamiento de esa realidad determina su redireccionamiento, su circularidad”⁹.

Durante el proceso de investigación, recurriremos a varios métodos. Utilizaré el método analítico, principalmente con textos relativos a legislación y jurisprudencia. El método inductivo será utilizado generalmente al momento de estudiar la experiencia comparada, en cuanto a políticas de fomento y regulación. El método deductivo será utilizado al momento de estudiar el marco jurídico internacional del Cambio Climático y sus principios, para luego analizar las consecuencias y obligaciones que conllevan para Chile. También recurriremos al método dialéctico al momento de confrontar las distintas opciones regulatorias y de políticas de fomento que ya se están implementando o que Chile podría considerar en el futuro. Del mismo modo utilizaremos el método analógico en

⁸GONZÁLEZ A. 2003. Los paradigmas de investigación en las ciencias sociales. *Islas*, 45(138): 125-135; octubre-diciembre, 2003. pp., 130.

⁹GONZÁLEZ A. 2003. Ob. cit. pp., 133.

primera instancia, para exponer y comparar estas distintas opciones regulatorias y de política de fomento en la experiencia comparada.

CAPÍTULO I: POLÍTICAS PÚBLICAS Y MODELOS EXITOSOS EN LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL(ALEMANIA, ESPAÑA, DINAMARCA, BRASIL) EN EL DESARROLLO DE LAS ERNC.

La pregunta principal que busca resolver el presente capítulo es ¿Cuál es la regulación y políticas de fomento que debe adoptar Chile para girar hacia una matriz energética con fuerte presencia de Energías Renovables no Convencionales y cuál es el rol que debe jugar el Estado en este proceso?. Por lo tanto, el objetivo será identificar qué políticas públicas y de fomento a las ERNC presentes en la experiencia internacional, se podrían adaptar en Chile.

Renewable energy provided an estimated 19% of global final energy consumption in 2012, and continued to grow in 2013. Of this total share in 2012, modern renewables accounted for approximately 10%, with the remainder (estimated at just over 9%) coming from traditional biomass. Heat energy from modern renewable sources accounted for an estimated 4.2% of total final energy use; hydropower made up about 3.8%, and an estimated 2% was provided by power from wind, solar, geothermal, and biomass, as well as by biofuels.¹⁰

By early 2014, at least 144 countries had renewable energy targets and 138 countries had renewable energy support policies in place, up from the 138 and 127 countries, respectively, that were reported in GSR 2013. Developing and emerging economies have led the expansion in recent years and account for 95 of the countries with support policies, up from 15 in 2005¹¹.

¹⁰Un estimado de un 19% del consumo de energía en el mundo fue proveído de energías renovables en 2012, y en 2013 la cifra continuó subiendo. De esta participación total en el año 2012, las energías renovables modernas representaron aproximadamente el 10%, mientras que el resto (estimado en poco más de 9%) provienen de la biomasa tradicional. Las energías térmicas modernas fuentes renovables representaron un estimado de 4.2% del total uso final de energía; la energía hidráulica compuesta por alrededor de 3,8%, y se estima que 2% fue proporcionado por la energía eólica, solar, geotérmica, y la biomasa, así como por los biocombustibles. REN21. 2014, Renewables 2014 Global Status Report (Paris: REN21 Secretariat). ISBN 978-3-9815934-2-6. pp 13.

¹¹A principios de 2014, al menos 144 países tenían objetivos en torno a las energías renovables y 138 países contaban con políticas de apoyo a éstas. Las economías emergentes han llevado la expansión en los últimos años y dar cuenta de 95 de los países con políticas de apoyo, frente

Como se puede observar en el siguiente gráfico, las políticas de fomento a las ERNC ya no son una característica solo de los países de altos ingresos:

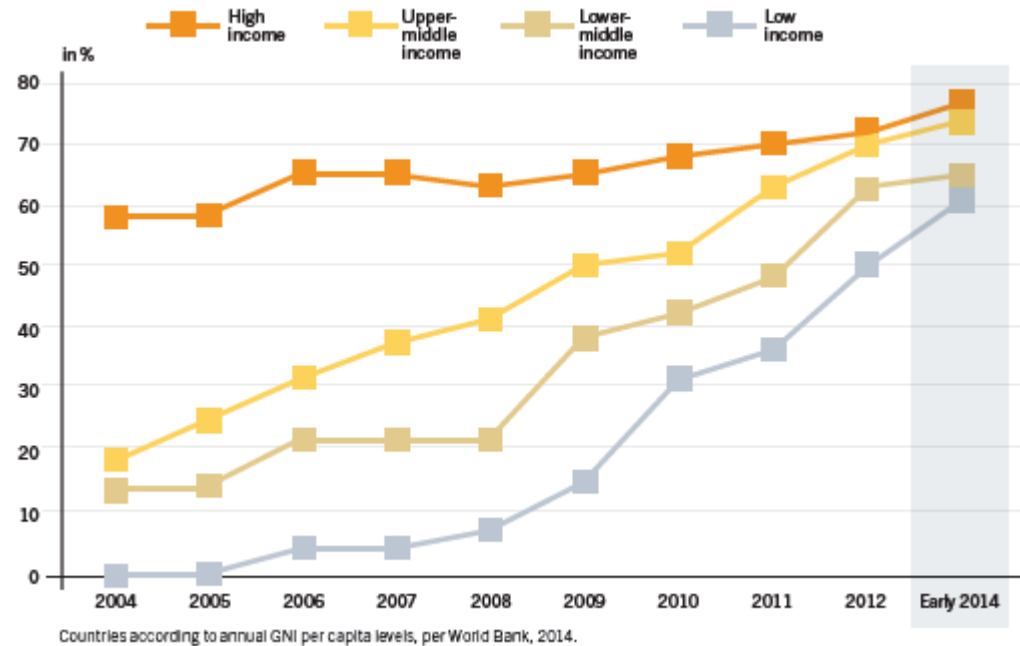


Gráfico N°3: Porcentaje de países por grupo de ingresos con políticas de fomento en Energías Renovables

A continuación realizaremos una descripción de las principales políticas de fomento a las ERNC utilizadas en Chile y en la experiencia internacional, para luego analizar el estado actual de Chile en la materia, y la experiencia de ciertos países que hemos escogido como modelos para este trabajo, específicamente Alemania, Dinamarca, España y Brasil

a los 15 en 2005. REN21. 2014, Renewables 2014 Global Status Report (Paris: REN21 Secretariat). ISBN 978-3-9815934-2-6. pp 14.

1.1 Políticas de incentivo

1.1.1 Sistema de tarifas especiales o Feed-in Tariff:

El sistema de tarifas especiales en inglés “feed-in tariff o renewable energy payments” consiste, en resumen, en una fijación del precio para las energías renovables. Si bien, normalmente no existen restricciones respecto a la cantidad de energía ofertada, algunos países han adoptado un sistema de límites de capacidad para determinadas tecnologías.

En este sistema, habitualmente se garantiza la conexión y el acceso a la red eléctrica. Puede implementarse usando una tarifa fija (determinada por cada MWh producido) o una prima (pago) adicional al valor de la energía eléctrica por cada MWh producido de energía renovable. El sistema de primas adicionales consiste en establecer ciertos pagos fijos por sobre el precio de la energía (por haber sido generada a través de fuentes renovables), entregando una seguridad adicional para los generadores.

Sin embargo, comparado con el sistema clásico de tarifas especiales (feed-in tariff), este entrega menos certeza a los inversionistas, debido a que están expuestos al riesgo del precio de mercado de la energía¹².

Chile no cuenta con este sistema, el que generalmente se utiliza para lograr en un breve plazo un fuerte ingreso de tecnología ERNC para una vez logrado el objetivo y estabilizado en el mercado, se retira el pago de una tarifa especial compitiendo en igualdad de condiciones con las demás fuentes de energía.

¹²SAUMA Enzo, Políticas de fomento a las energías renovables no convencionales (ERNC), Temas de la Agenda Pública, Centro de Políticas Públicas UC, año 7, n° 52, mayo 2012. pp 6.

1.1.2 Sistemas de Cuotas:

El sistema de cuota es también conocido como Renewable Portfolio Standards (RPS) en los Estados Unidos, Renewable Electricity Standards (RES) en India, Renewables Obligations (RO) en el Reino Unido y Renewable Energy Targets (RET) en Australia. Al año 2010, el sistema de cuota operaba en 56 regiones y países, incluyendo más de la mitad de los estados federados de Estados Unidos. En este sistema consiste en que el Estado fija un porcentaje mínimo de generación de energía a través de fuentes renovables –aplicado sobre la cantidad de energía vendida– y fija multas por incumplimiento de las cuotas. El costo adicional es generalmente traspasado a los consumidores finales. Chile, a través de la ley 20.257 y 20.698, ha adoptado el sistema de cuotas, sin privilegiar una tecnología específica.

El sistema de cuota puede complementarse con certificados transables, como los Tradable Green Certificates (TGCs) que se transan en Europa o los Renewable Energy Credits/Certificates (RECs) que se transan en los Estados Unidos. Estos certificados representan la cantidad de energía limpia que se produce (para cumplir la cuota) y se transan libremente en un mercado entre agentes que compran y venden certificados para cumplir con sus obligaciones.

Habitualmente, el sistema de cuota se implementa estableciendo un porcentaje de obligación para las empresas generadoras de electricidad, el que se puede satisfacer con cualquier tecnología renovable. Sin embargo, esto ha causado que la tecnología limpia con menores costos adquiera altos niveles de desarrollo en

desmedro de las demás. Para contrarrestar este efecto, en algunos países (como en el Reino Unido e Italia), se han introducido sub-cuotas reservadas para determinadas tecnologías que no son favorecidas con el sistema de cuota uniforme (IPCC 2011)¹³.

1.1.3 Sistemas de Subastas:

El sistema de subastas, consiste en que se licita una cantidad fija de energía (o potencia) al mejor postor (oferta de menores costos) entre un conjunto de oferentes de energías renovables.

El Non Fossil Fuel Obligation (NFFO) que realizó el Reino Unido entre 1990 y 1998 es un ejemplo de este tipo de mecanismo. En dicha oportunidad, los generadores de energía presentaron distintas ofertas, de modo de producir una cantidad específica de energía a un precio específico y con una tecnología particular; y en este caso el Estado aceptó la oferta más barata. Los oferentes tenían un plazo fijo para poner en marcha sus proyectos, además de un contrato a largo plazo, que garantizaba la compra de toda la generación (Mitchell 1995; IPCC 2011)¹⁴.

Este sistema de incentivo no se aplica aún en Chile, pero en Latinoamérica tiene bastante camino recorrido, Brasil, Uruguay y Perú son países que lo han utilizado.

1.1.4 Otros incentivos

¹³SAUMA Enzo, Políticas de fomento a las energías renovables no convencionales (ERNC), Temas de la Agenda Pública, Centro de Políticas Públicas UC, año 7, nº 52, mayo 2012. pp 7.

¹⁴Ibíd. pp 8.

Son diversos los mecanismos utilizados para el fomento de las ERNC en la experiencia internacional y en Chile. Podemos mencionar:

- Programas de liberación de pagos por transmisión eléctrica
- Disminución de impuestos
- Fondos de apoyo a la inversión
- Garantías y exención de impuestos arancelarios
- Impuestos verdes: impuestos a fuentes contaminantes fijas. En Chile comenzará a regir este sistema en el año 2017.

En Brasil, se destacan dos programas de incentivos: El Programa de Incentivos a las Fuentes Alternativas (PROINFA) y el programa de incentivos a las ERNC para sistemas aislados.

Otros países latinoamericanos también han implementado políticas de fomento a ERNC. Panamá posee tres leyes de fomento a las energías renovables y limpias, fomento a la energía eólica y fomento a los biocombustibles. La primera (República de Panamá, 2004) exonera de impuesto de introducción a todo equipo relacionado con la generación, distribución, consumo y venta de energías renovables y la segunda (República de Panamá, 2011) establece que la Empresa Estatal denominada Empresa de Transmisión Eléctrica (ETESA) realizará actos exclusivos de compra de energía a las centrales eólicas, con el propósito de incentivar el uso de la tecnología. La norma establece que la compra de energía

generada por viento no superará el 5% del consumo anual. Un estudio de la Agencia de los Estados Unidos (PA Government Service Inc., 2009) señala que existen incentivos para las energías renovables en otros países de Latinoamérica, tales como Costa Rica que por medio de licitaciones o subastas públicas la energía renovable será comprada hasta por 20 años de cualquier planta entre 20MW y 50MW, teniendo como objetivo que el 15% de la electricidad provenga de tales fuentes. Nicaragua, El Salvador y Guatemala poseen principalmente incentivos fiscales de fomento a las inversiones en generación a partir de renovables como exoneración de impuestos arancelarios, impuesto a la renta, entre otros.

1.2 El modelo Chileno y las ERNC

En Chile el camino hacia una matriz con importante presencia de las Energías Renovables no Convencionales, ha sido lento, el modelo energético vigente fue diseñado hace más de tres décadas. En efecto, con la dictación de la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N° 1) en el año 1982, el Estado delegó en agentes privados la facultad para definir dónde, cómo y cuándo desarrollar los proyectos de generación eléctrica, así como las condiciones tarifarias aplicables a los mayores usuarios, reservándose sólo funciones de fiscalización en general, y

planificación indicativa de inversiones. Hoy existen partidarios y detractores de este modelo energético.

Para Raúl Sohr: “El economicismo cortoplacista del sector privado, unido a un Estado atado de manos, eunuco en términos de iniciativas, es la causa central de la extrema vulnerabilidad energética a la que están expuestos todos los chilenos. De manera que estamos frente a un problema político antes que técnico o natural”¹⁵. Respecto de la seguridad energética sostiene: “Hay varios elementos, pero uno sobresale: el papel del Estado. O, lo que viene a ser lo mismo, la capacidad de los pueblos para planificar su futuro de largo plazo de acuerdo al interés nacional. Los mercados son vitales para la asignación eficaz de recursos desde una perspectiva de rentabilidad. Pero los mercados, entendidos como el conjunto de los actores económicos, no desarrollan estrategias a décadas de plazo”¹⁶. En palabras del experto petrolero noruego Oystein Noreng: “La energía es demasiado importante para que se la abandone exclusivamente a las fuerzas del mercado”¹⁷. Los defensores del sistema energético chileno y del subsistema eléctrico, sostienen que la privatización y reducción del rol del Estado a prácticamente un mero fiscalizador, permitieron una fuerte inversión y aumento en la cobertura.

¹⁵SOHR Raúl, 2012, Chile a ciegas. La triste realidad de nuestro modelo energético. Primera edición, mayo de 2012, pp., 11.

¹⁶SOHR, R. 2012. Ob. cit., pp., 16.

¹⁷ OYSTEIN N., 2003, El poder del petróleo. Editorial El Ateneo, Buenos Aires, Argentina.

La estrategia que se definió para el sector energía, y para el subsector eléctrico en particular, fue consistente con la política general de desarrollo económico y social postulada para el país. En síntesis, puede decirse que se busca lograr el máximo bienestar de la comunidad a través de establecer condiciones de eficiencia en el sector, en un marco de subsidiaridad del Estado¹⁸.

No existe acuerdo entre los expertos en relación a si los instrumentos legales, reglamentarios y administrativos, que se han estado implementando en el país durante los últimos años, son realmente suficientes y/o efectivos, ni tampoco de cuáles deberían ser los que se deberían adoptar en el futuro.

Para Susana Jiménez S. la meta del 20/20, que era la propuesta previa al 20/25 que finalmente se introdujo a través de la ley 20.698, “no debe ser impuesta forzosamente a través de una ley. El tener que cumplir con la meta que define en la actualidad la Ley N° 20.257 probablemente genera beneficios cuyos costos podríamos estar dispuestos a asumir. Sin embargo, el exigir una meta aún más ambiciosa, como la del 20/20 puede incrementar considerablemente los costos netos para el país. Las energías renovables pueden promoverse para poder diversificar nuestra matriz, aumentar nuestra capacidad instalada y darnos algún grado de independencia (aunque marginal) de la importación de combustibles fósiles. Sin embargo, esto debe realizarse a través de la creación de un ambiente

¹⁸BERSTEIN, Sebastián, 2003, Sector Eléctrico en Soluciones Privadas a Problemas Públicos, , [En Línea] Santiago, Chile, <<http://www.libertadydesarrollo.cl/biblioteca/libros/soluciones/electrico.pdf>>, [consulta: 02 de marzo de 2015]

propicio para su desarrollo y de la disminución de sus costos, para que se mantenga o mejore la competitividad del país. La meta de un 20% de ERNC en nuestra matriz para los próximos años se puede cumplir sin imposición por ley y se puede lograr disminuyendo las consecuencias económicas que eso tendría”¹⁹. Por lo tanto Susana Jimenez propone para aumentar la participación de las ERNC en la matriz energética Chilena, principalmente herramientas de mercado, tales como:

- Mayor inversión en I+D de energías renovables
- Aumentar la competencia en el mercado de las energías renovables
- Aumentar los esfuerzos en los otros usos de energía
- Fortalecer la institucionalidad ambiental
- Facilitar trámites para desarrollar proyectos ERNC
- Estudios de potencial
- Mejorar el sistema de transmisión
- Hacer más fluidas las transacciones de atributos de ERNC

Por otra parte, para Enzo Sauma, posición con la que concuerdo, recomienda “complementar la actual Ley de Energías Renovables No Convencionales con la introducción de un sistema de tarifas especiales para pequeños generadores, por un tiempo limitado (dos o máximo tres años), de modo de impulsar fuertemente las inversiones privadas en ERNC. Es muy importante que se establezca

¹⁹JIMENEZ S. Susana, Energía Renovable No Convencional: Políticas de Promoción en Chile y el Mundo, Libertad y Desarrollo, Serie Informe Económico (Nº 218): pp 55, septiembre 2011.

claramente un tiempo limitado para este esquema de incentivo (que no exceda en ningún caso los tres años)”²⁰. Luego se sugiere “establecer, durante los mismos dos o tres años de funcionamiento del sistema de tarifas especiales para pequeños generadores, un sistema de subcuotas pequeñas reservadas para tecnologías específicas, de modo de incentivar a que se instalen proyectos “piloto” de diversas tecnologías de ERNC, lo que permitirá avanzar a nivel local en el desarrollo de innovaciones relacionadas a las ERNC”²¹. Después del período de alto incentivo a las ERNC, “se recomienda reemplazar la totalidad de estos mecanismos por un sistema de subastas, de modo de asegurar la competitividad del mercado de las ERNC”²². Para una mejor comprensión de las políticas de fomento mencionadas a lo largo de este trabajo, realizamos a continuación una descripción de los principales instrumentos utilizados en Chile y la experiencia internacional, y luego analizaremos estos instrumentos de acuerdo a la implementación en los países que hemos utilizado como ejemplos y los resultados obtenidos.

1.2.1 Políticas de fomento a las ERNC implementadas en Chile

²⁰ SAUMA Enzo, Políticas de fomento a las energías renovables no convencionales (ERNC), Temas de la Agenda Pública, Centro de Políticas Públicas UC, año 7, n° 52, mayo 2012, pp., 15.

²¹SAUMA, E., 2012. pp. 15.

²²Ibíd., pp. 16.

La tabla número 1 muestra las distintas políticas de fomento a las ERNC presentes en Chile éstas han sido introducidas principalmente vía legal mediante las leyes 19.940 conocida como “Ley Corta I”, la ley 20.257 o “ley ERNC”, que luego introdujo cambios la ley 20.698; y la ley 20.571 que introdujo el sistema de medición neta. Cada una de estas leyes y otras más, las analizaremos en detalle en el siguiente capítulo.

Country Overview									
Country size		756 102 km ²							
Population		16 601 707							
GDP		248 585 000 000							
Energy production		9 011 ktoe/year							
Energy consumption		24 132 ktoe/year							

Policies Overview Table									
Financial Incentives			Public Financing		Regulatory Policies				
Capital subsidy, grant, or rebate	Tax incentives	Energy production payment	Public investment, loans, or	Public competitive bidding	Feed-in tariff	Utility quota obligation	Net metering	Obligation and mandate	Tradable renewable energy certificate
✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓	

Fuente: Energy Internacional Agency, REN21. 2014. Renewables 2014 Global Status Report. Tabla N°1: Políticas de Incentivo presentes en Chile.

Existen también una serie de instrumentos de financiamiento donde juega un rol preponderante CORFO. A continuación, una breve descripción de los principales instrumentos de financiamiento a las ERNC:

- Concurso para estudios de preinversión y etapas avanzadas de proyectos de generación eléctrica a partir de fuentes de energías renovables no convencionales, Centro de Energías Renovables(CER): Este concurso tiene como objetivo otorgar un cofinanciamiento a proyectos menores o iguales a 50 MW, para la realización de estudios que incentiven y aceleren la toma de decisiones, así como madurar la cartera de Proyectos de generación eléctrica en base a Energías Renovables No Convencionales (ERNC) en el país, fomentar los sistemas de generación distribuida y favorecer la asociatividad de proyectos que inyecten energía a la línea de transmisión.

- Fondo Social Presidente de la República, Ministerio del Interior: El instrumento apoya la implementación de programas pilotos de ERNC en organizaciones de la sociedad civil en todo el país, adaptando cada propuesta a la realidad regional, climática y necesidades específicas a solucionar. Financia proyectos de carácter social que contribuyan a apoyar y complementar las políticas de inversión social del Estado, orientados a superar la extrema pobreza, mejorar la calidad de vida de la población y prevenir y mitigar las condiciones de vulnerabilidad que las afectan.

a) Fondo Mixto, Ministerio de Desarrollo Social: Permite el desarrollo de proyectos pilotos en sectores vulnerables económicamente, tanto en zonas

urbanas como rurales, mediante proyectos o programas de capacitación y autoconstrucción de equipos ERNC, como forma de emprendimiento. El Fondo Mixto es un instrumento público de asignación de recursos creado a partir de la LeyN°19.885, llamada Ley de Donaciones con Fines Sociales, que busca fomentar los aportes privados a iniciativas en favor de personas en situación de pobreza y/o con discapacidad. El Fondo fue creado con el propósito de superar la inequidad en el acceso a estas donaciones.

b) ERNC Nacional I y II, Comisión Nacional de Riego: Orientado a obras que utilicen o generen electricidad mediante energía renovable no convencional (ERNC), tal como biomasa, geotermia, biogás, solar, eólica o hidroeléctrica. Los proyectos presentados deben considerar necesariamente obras de “tecnificación” como parte del presupuesto del proyecto, que corresponden a la instalación y adquisición de los equipos y/o elementos de riego mecánico, es decir, sistemas de riego presurizados destinados a la aplicación del agua de riego para los cultivos o a mejorar la eficiencia de los sistemas existentes en los predios. A su vez, las obras de energización de los proyectos de riego señalados deberán provenir del aprovechamiento de ERNC, tales como microcentrales hidráulicas, sistemas fotovoltaicos o eólicos y cuyo costo deberá ser incorporado en el presupuesto del proyecto.

c) Programa Asistencia para Proyectos Comunitarios de Seguridad Humana (APC), Embajada de Japón: Para desarrollar proyectos de ERNC ya diseñados, pero que no cuentan con financiamiento para su construcción o desarrollo.

d) Concurso de I+D, Fundación COPEC- Universidad Católica: Permite generar conocimiento científico-tecnológico que implique oportunidades productivas o comerciales relevantes para el desarrollo del país, por ejemplo en el ámbito de las ERNC. La iniciativa propuesta debe ser innovadora y los resultados del proyecto deben tener un claro potencial de ser comercializables y el conocimiento generado ser protegible y transferible.

1.3 Modelos Exitosos ERNC en la experiencia Internacional

1.3.1 Alemania

En los años 80 nace el término “Energiewende” como un intento de quienes se oponen a la energía nuclear de mostrar que era posible un suministro de energía alternativo. Este término se puede traducir como “transición energética” y fue acuñado en un estudio realizado en el año 1982 por el Instituto de Ecología Aplicada de Alemania.

Hoy Alemania es un ejemplo en el mundo respecto de la participación de

En Alemania, las razones que se establecieron para transitar hacia las energías renovables fueron:

a) Combatir el cambio climático:

Respecto a la década de 1990, Alemania redujo sus emisiones de carbono en el 25,5 por ciento a fines de 2012, con lo que superaron su meta respecto al Protocolo de Kioto de 21 por ciento para dicho período. Pero Alemania pretende ir más allá, con el objetivo de una reducción del 40 por ciento en 2020 y del 80 al 95 por ciento en 2050²³.

b) Reducir la importación de energía:

En 2012, el país gastó 87 mil millones de euros en importación de energía, cifra equivalente a 11 por ciento de sus importaciones. Alemania importa más de 70 por ciento de la energía que consume, incluyendo uranio²⁴.

c) Estimular la innovación tecnológica y la economía verde:

Alemania es un caso emblemático en cuanto a la generación de una industria ligada a lo que se ha denominado una “economía verde”. Tiene una economía basada en las exportaciones y se posiciona como un país innovador en tecnologías ecológicas.

La Asociación Alemana de Energía Solar (BSW) estima que las exportaciones representaron el 60 por ciento de la producción fotovoltaica alemana en 2012, en comparación con el 55 por ciento en 2011 y el 14 por ciento en 2004; el objetivo es llegar al 80 por ciento en 2020. La Asociación Alemana de Energía Eólica (BWE) señala que las exportaciones de la industria eólica actualmente representan el 65 al 70 por ciento²⁵.

d) Reducir y eliminar los riesgos de la energía nuclear

La energía nuclear implica cinco problemas serios²⁶:

²³MORRIS Craig, Pehnt Martin, La transición energética alemana, La Energiewende alemana. Fundación Heinrich Böll, noviembre de 2012. pp 3.

²⁴MORRIS Craig, Penth M., Ob. cit. pp 4.

²⁵Ibíd. pp 5

²⁶ Ibíd. pp 6

i).el riesgo de un desastre nuclear en una planta(como los accidentes bien conocidos en Fukushima, Chernóbil y Three Mile Islandy otros no tan conocidos como el de Kyshtym); ii) el riesgo de la proliferación(esto es que el plutonio destinado a plantas nucleares se utilice con propósitos militares); iii) el riesgo de radiación proveniente de los desechos nucleares almacenados; iv) los costos, ya que por el momento los bancos no están financiando la construcción de nuevas plantas nucleares debido a que son muy costosas en comparación con las energías renovables, de manera que a la fecha la mayor parte de los proyectos de plantas en Occidente reciben enormes cantidades de subsidio público; v) la disponibilidad limitada de reservas de uranio.

e) Seguridad energética:

Alemania se encuentra en una situación particularmente vulnerable ya que importa la mayor parte de la energía que consume: un 81% de carbón de antracita, un 98% de petróleo, un 86% del gas y un 100% del uranio²⁷.

f) Fortalecer las economías locales y proporcionar justicia social:

Cuando las propias comunidades invierten en proyectos, los beneficios económicos son mucho mayores en comparación con la inversión hecha por grandes empresas extranjeras. De acuerdo con un estudio realizado por el National Renewable Energy Laboratory de Estados Unidos, en 2009, “el impacto del periodo de operación se encuentra en el orden de 1,5 a 3,5 veces” mayor en comparación con proyectos de propiedad extranjera.

El valor agregado local también tiene efectos colaterales bienvenidos: incrementa la aceptación del cambio. Cuando el parque eólico lo financia parcialmente la comunidad hay menos oposición a lo que se considera una “invasión”, en comparación con una inversión hecha por alguien externo. En Alemania, han surgido cientos de cooperativas energéticas, es decir, ciudadanos que se unen para invertir en energías renovables y, crecientemente, en eficiencia energética²⁸.

En Alemania, en la década de los 90 se comenzó a aplicar un sistema de tarifas especiales que favoreció a algunas tecnologías, con una tarifa fija de compra, que correspondía a un 80% por sobre la tarifa promedio del mercado. Los

²⁷Ibíd. pp 8.

²⁸ Ibíd. pp 9

propietarios de conjuntos solares (solararrays) y parques eólicos tienen acceso garantizado a la red.

En el año 2000 se consolidó esta política mediante periódicas revisiones de las tarifas, añadiendo nuevas tecnologías (geotérmica y grandes plantas de biomasa) e introduciendo tarifas basadas en el costo y garantías para todas las energías renovables para los próximos 20 años(Lipp2007). Esta política ha provocado un rápido crecimiento de las energías renovables en Alemania, desde un 3,1% de la matriz energética en 1991, hasta un 16,9% en 2006 (WüstenhagenyBilharz2006)²⁹.

En Alemania, las tarifas de alimentación están garantizadas por 20 años, y el contrato estándar que una persona firma para el cobro de tarifas de alimentación con la empresa correspondiente sólo tiene dos páginas. En contraste, lo que hay en Estados Unidos son Acuerdos de compra de energía (Power Purchase Agreements, PPA) que fácilmente pueden comprender 70 páginas y son negociados individualmente entre el vendedor y el comprador (digamos una empresa de servicios).

Una ley de fomento muy interesante, es la ley de calor renovable alemana, la que busca incrementar la participación de calor renovable a 14 % para 2020. Los propietarios de las nuevas construcciones están obligados a que una parte

²⁹MESSER Natalie, 2013. Políticas de fomento para las energías Renovables no Convencionales(ERN). Tesis para optar al grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería, Universidad Católica. pp 6

de su calefacción provenga de energía renovable, mientras que los propietarios de construcciones viejas obtienen apoyo financiero para hacer renovaciones. Este fondo fue recortado temporalmente durante la última crisis económica, aún cuando cada euro que se gasta aquí genera más de 7 euros en inversión privada. Ahora, el programa se encuentra nuevamente en activo.

A continuación, una tabla resumen de las políticas de fomento a las energías renovables presentes en Alemania:

Country Overview									
Country size	357 022 km ²								
Population	82 329 758								
GDP	3 600 830 000 000								
Energy production	137 032 ktoe/year								
Energy consumption	NA								

Policies Overview Table									
Financial Incentives			Public Financing		Regulatory Policies				
Capital subsidy, grant, or rebate	Tax incentives	Energy production payment	Public investment, loans, or	Public competitive bidding	Feed-in tariff	Utility quota obligation	Net metering	Obligation and mandate	Tradable renewable energy certificate
✓	✓		✓		✓		✓	✓	

Fuente: Energy International Agency, REN21. 2014. Renewables 2014 Global Status Report. Tabla N°2: Políticas de Incentivo presentes en Alemania.

1.3.2 España

Los principales retos que han caracterizado tradicionalmente el sector energético español, que de manera resumida pueden sintetizarse en los siguientes³⁰:

- a) Un consumo energético por unidad de producto interior bruto más elevado:

Para producir una misma unidad de producto interior bruto, España consume más energía que la media de los países europeos, incluso en comparación con aquellos dotados con una estructura industrial y productiva y de un grado de desarrollo económico similar.

- b) Elevada dependencia energética:

La escasa presencia de yacimientos de energía primaria fósil ha supuesto históricamente una elevada tasa de dependencia energética en España. Esta mayor dependencia introduce fuentes de riesgo adicionales sobre los procesos productivos.

³⁰PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES (PER) 2011-2020. Madrid, España, noviembre 2011.

c) Elevadas emisiones de gases de efecto invernadero:

Son explicadas fundamentalmente por el fuerte crecimiento de la generación eléctrica y de la demanda de transporte durante las últimas décadas.

Para dar respuesta a estos retos, la política energética en España se ha desarrollado alrededor de tres ejes: i) el incremento de la seguridad de suministro; ii) la mejora de la competitividad de nuestra economía y; iii) la garantía de un desarrollo sostenible económica, social y medioambientalmente.

España aprobó políticas de incentivo muy audaces durante las últimas décadas, que permitieron aumentar fuertemente la participación de las energías renovables, especialmente la fotovoltaica. La generosidad en el apoyo a la inversión en generación de renovables ha ido produciendo un incremento global en las subvenciones a este sector que las han hecho difícilmente sostenibles en un escenario de restricciones presupuestarias. El sistema español resultante de esos incentivos, si bien puede considerarse efectivo, en tanto en cuanto ha permitido alcanzar grandes logros en su participación en el mix eléctrico nacional (en 2008 tenía el 42% de la capacidad total de generación y produjo un 22% de la electricidad total), no puede ser considerado eficiente al ser los subsidios

recibidos muy elevados en relación con los costes de producción³¹. La tecnología solar fotovoltaica es la que ha generado los mayores desequilibrios, incluso se ha llegado a hablar de un burbuja surgida bajo el amparo de unas muy generosas subvenciones públicas.

El inicio decidido de apoyo a las energías renovables tuvo lugar a partir de la aprobación del RD 2818/1998 mediante el cual se asociaba una retribución para cada tipo de tecnología consistente en una prima fija sobre el precio de mercado de la energía eléctrica. La aprobación en 1999 del Plan de Fomento de las Energías Renovables (PFER), impulsado por las disposiciones europeas suponía unos compromisos a la participación de éstas en la producción final de energía que precisó que se cambiaran las normas, mediante el RD 436/2004. A través de este RD se permitía a los productores vender su producción a las empresas distribuidoras a una tarifa fija o venderla en el mercado al precio de mercado más una prima o con mayores incentivos en algunos casos. La consecuencia práctica es que gran parte de los productores se pasaron a la segunda opción a partir de aquellas fechas, ya que significaba mayores subvenciones a dichas producciones³².

³¹AGOSTI, L. y Padilla,J., “Promoción de las energías renovables: La experiencia de España”. Dentro de Moselle, B. y otros (2010): ElectricidadVerde. Energías renovables y sistema eléctrico. Marcial Pons

³² SEVILLANA Jimenez Martín, Golf Laville Emilio, Driha Oana M. Las Energías Renovables en España. Estudios de Economía Aplicada, vol 31-1 2013, pp 35-58

El RD 436/2004 fue aprobado en el Consejo de Ministros de 12 de marzo, dos días antes de las elecciones generales de 14-4-2004 que cambiaron el Gobierno de España. La nueva orientación política del Gobierno vino a coincidir con la revisión del PFER y en 2005 se aprobaba un nuevo Plan de Energías Renovables 2005-2010 (PER) que trataba de dar un nuevo impulso a la inversión ante la evidencia de que, con los planes y normas del momento, no podían alcanzarse los objetivos comprometidos con la UE para 2010. Evidentemente, el momento de euforia económica actuó también como impulsor de la disposición de recursos adicionales para la financiación de los nuevos proyectos.

Gracias al incremento de los incentivos del RD 661/2007, especialmente respecto a la tarificación muy atractiva para los promotores de instalaciones de fotovoltaica (0,440381 €/kWh, es decir, el 575% de la tarifa media de referencia ese año), en mayo de 2008 se alcanzaban los 1.000 Mw de potencia instalada, y en octubre de ese mismo año se superarán los 2.200 Mw., cuando el PER 2005-10 contemplaba un objetivo de potencia instalada en 2010 de 400 Mw. Este "boom" de instalaciones de energía fotovoltaica, contempladas como productos de inversión financiera por grandes inversores nacionales e internacionales, llevó a la aprobación del RD 1578/2008, mediante el que se pretendía racionalizar la

retribución modificando el régimen económico a la baja, con una tarificación de 0,32 €/kWh para instalaciones fotovoltaicas de tipo I.2. Posteriormente, ante la imposibilidad de mantener el marco de ayudas existentes, el gobierno aprobó el RDL 1/2012 que introducía un serio recorte a las primas existentes, a la vez que paralizaba los incentivos a nuevas instalaciones hasta nueva orden, haciendo que la TIR de las instalaciones FV se situen en un 6,75%, en 2011, con un ratio de cobertura del servicio de la deuda próximo al default técnico (Collado, E, 2012). Esta situación, al margen de los efectos sobre nuestra credibilidad jurídica a nivel internacional, también plantea problemas de cara a la planificación energética y al cumplimiento de los compromisos que la Directiva 2009/28/EC relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, recogida en el Plan de Energías Renovables 2011-2020. Los cambios de escenarios respecto a las subvenciones a aplicar suponen una modificación sustancial de dicho Plan y, necesariamente deberá modificarse si se quieren alcanzar los objetivos previstos del mix eléctrico para 2020³³.

En enero de 2012 se eliminó el acceso al régimen especial, o tarifas especiales, para nuevas instalaciones, lo que supuso en la práctica la desaparición del marco de incentivos existente hasta la fecha, y se anunció una reforma energética.

³³ SEVILLANA Jimenez Martín, Golf Laville Emilio, Driha Oana M. Las Energías Renovables en España. Estudios de Economía Aplicada, vol 31-1 2013, pp 35-58

La tabla N°3, a continuación, resume las políticas de incentivo presentes en España al año 2014:

Country Overview									
Country size	505 370 km ²								
Population	40 525 002								
GDP	1 476 880 000 000								
Energy production	30 329 ktoe/year								
Energy consumption	NA								
Policies Overview Table									
Financial Incentives			Public Financing		Regulatory Policies				
Capital subsidy, grant, or rebate	Tax incentives	Energy production payment	Public investment, loans, or	Public competitive bidding	Feed-in tariff	Utility quota obligation	Net metering	Obligation and mandate	Tradable renewable energy certificate
✓	✓	✓	✓		✓		✓	✓	✓

Fuente: Energy Internacional Agency, REN21. 2014. Renewables 2014 Global Status Report. Tabla N° 3: Políticas de Incentivo presentes en España.

1.3.3 Dinamarca

En el caso de Dinamarca, el desarrollo de las energías renovables comenzó en la década de los 80, en respuesta a la crisis del petróleo de Arabia.

Allí se estableció un sistema de tarifas especial en la década de los 90, lo que favoreció el crecimiento de la industria eólica, que creció desde 50 MW en 1993 a más de 3000 MW en 2004. En el año 2004, el sistema de tarifas especiales fue reemplazado por un sistema de cuota, lo que permitió que el crecimiento de

la industria eólica danesa se estabilizara. Con este crecimiento, la industria eólica generó aproximadamente 21.000 nuevos empleos y motivó a la inversión local en energías renovables a través de cooperativas³⁴. Algo similar sucedió con la energía solar hasta el año 2013, donde luego de fijar tarifas especiales, este incentivo se fue retirando una vez logrado introducir en un corto período fuertemente la energía solar en Dinamarca. Cabe destacar que esta es la lógica de la política de incentivo denominada “Feed in Tariff” o tarifas especiales, dado que resulta costoso para el Estado establecer este incentivo de forma permanente, se utiliza para introducir una tecnología al país, una vez cumplido el objetivo esta se retira progresivamente.

La producción neta en Dinamarca en 2011 fue de 33,4 TWh, de estos el 30% era de la energía eólica y el resto fue térmica. Durante la última década, Dinamarca ha desarrollado un historial envidiable de crecimiento de la cuota de las energías renovables en el suministro total de energía primaria. Desde el año 2000, se incrementó a una tasa promedio de 6.6% por año, alcanzando el 19,4% en 2009. Las estimaciones indican que la producción de energía renovable aumentó en un 13% en 2010. Este impulso se debe fundamentalmente a la Biomasa principalmente leña, paja, residuos y biocombustibles.

³⁴ FARREL, John. 2009. “Feed-In Tariffs in America.” Heinrich Boll Foundation.

In Europe, Denmark launched a new grant scheme that provided USD 46.1 million (DKK 250 million) in 2013, and allocated USD 92.3 million (DKK 500 million) annually from 2014 to 2020, to promote the deployment of renewable energy technologies (as well as district heating, co-generation, and energy efficiency) in energy-intensive industries³⁵.

Dinamarca tiene altas metas: Para 2020, el país aspira a producir el 70 por ciento de su energía de fuentes renovables y en 2050 la meta es que el 100% de su matriz esté compuesta por energías renovables. Hoy se estima que la participación es un 43%.

También es líder en las “smart grids” o redes inteligentes. De acuerdo a la definición de la Plataforma Tecnológica de la Unión Europea: “Redes eléctricas que pueden integrar de forma inteligente el comportamiento y las acciones de todos los usuarios conectados a generadores, consumidores y aquellos que hacen ambas cosas, con el fin de entregar de manera eficiente el suministro de electricidad sostenible, económico y seguro”.

La siguiente tabla resume las políticas de incentivo presentes en Dinamarca al año 2014:

³⁵ En Europa, Dinamarca puso en marcha un nuevo plan de subvenciones que proporcionó USD 46,1 millones (millones de DKK 250) en 2013, y asignó USD 92300000 (millones de DKK 500) al año desde 2014 hasta 2020, a promover el despliegue de tecnologías de energía renovable (como así como la calefacción urbana, la cogeneración y eficiencia energética) en las industrias de alto consumo energético. REN21.2014.Renewables2014GlobalStatus Report. pp 82

Country Overview									
Country size					43 094 km ²				
Population					5 500 510				
GDP					333 616 000 000				
Energy production					27 038 ktoe/year				
Energy consumption					NA				

Policies Overview Table									
Financial Incentives			Public Financing		Regulatory Policies				
Capital subsidy, grant, or rebate	Tax incentives	Energy production payment	Public investment, loans, or	Public competitive bidding	Feed-in tariff	Utility quota obligation	Net metering	Obligation and mandate	Tradable renewable energy certificate
✓	✓		✓	✓	✓		✓	✓	✓

Fuente: Energy International Agency, REN21. 2014. Renewables 2014 Global Status Report. Tabla N°4: Políticas de Incentivo presentes en Dinamarca

Mi experiencia en Samsø, Dinamarca:

El año 2012, entre los meses de agosto a noviembre, estuve realizando una estadía corta en Samsø Energy Academy en la isla danesa llamada Samsø, ubicada en el mar Báltico, aproximadamente 15 kilómetros al norte de la península danesa de Jutlandia, y tiene alrededor de 4.500 habitantes. La historia de esta isla

es sorprendente. En 1997 el ministerio de energía danés realizó un concurso para convertir a una comuna del país como la primera capaz de autoabastecerse completamente de energías renovables. La iniciativa se enmarcaba en un plan oficial del gobierno danés, que pretendía llegar a cubrir un 35% del requerimiento energético del país con energías renovables en 2030. El concurso buscaba descubrir en qué medida una región, utilizando tecnologías disponibles, estaba en condiciones de abastecerse con energías alternativas, la ganadora sería aquella comuna que presentara el plan más convincente para la reducción de energías en los ámbitos del consumo, transporte y producción, a la vez que un concepto sólido para la participación vecinal.

El concurso logró movilizar a la población de Samsø, pues ese mismo año había anunciado su cierre una planta faenadora de cerdos, dado que los altos precios del petróleo encarecían demasiado el transporte para distribución. En 1998 la isla resultó ganadora, transformándose en un ejemplo paradigmático de aplicación de proyectos innovadores para la organización y el financiamiento de proyectos de energías renovables en una comuna. En el plazo de 10 años, la isla logró el objetivo de contar con un suministro energético autónomo, utilizando energía eólica, biomasa y solar. La particularidad de este proyecto radica en que el suministro eléctrico y calórico de los isleños es descentralizado y se genera a través de varias plantas distribuidas por la isla. Convergen distintas formas de

propiedad y figuras legales coexistiendo proyectos ciudadanos con modalidad de cooperativa, plantas operadas por proveedores de energía regionales tradicionales y empresas privadas. La iniciativa primera para la instalación de las plantas fue siempre de los isleños.

En Samsø existen actualmente cuatro centrales de biomasa, que proveen a los hogares de calefacción garantizando trayectos de transporte cortos. La generación de calor se produce por medio de la combustión de paja y madera disponibles en las cercanías de las respectivas plantas. En el norte de la isla, el suministro de dos pequeñas localidades se realiza por medio de una planta solar de 2.500 m². La planta es propiedad de un proveedor local de energía, que también opera la central de biomasa más antigua, que data de 1994. En el sur de la isla existe otra planta de biomasa, propiedad de una cooperativa formada por 232 isleños, y que se encarga del suministro de dos pueblos. La operación de la cuarta central de biomasa está en manos de una sociedad anónima. En el Consejo de Supervisión de la sociedad anónima participan isleños y miembros del gobierno comunal.

Antes de la instalación de las distintas redes térmicas, los habitantes podían hacerse parte con el equivalente a 10 euros, sabiendo que más tarde deberían asumir completamente los costos. Por esta vía, se aseguraron las correspondientes cuotas de participación ciudadana necesarias. Por medio de ese

procedimiento, sin embargo, los isleños son responsables del pago de los créditos que se contrataron para construir la planta, lo que afecta el nivel de los precios, los que de todas formas, debido a su origen en la biomasa, son más bajos que el precio del petróleo o del gas. Además los isleños reciben subvenciones directas del ministerio de energía danés.

El suministro eléctrico en la isla se realiza exclusivamente con energía eólica y de él participan inversores privados, la mayoría isleños, y dos cooperativas. La participación en la propiedad en su mayoría de isleños, asegura la aceptación del ruido que generan las plantas. La distribución de la energía, por el contrario, se realiza de manera centralizada por medio del proveedor regional de energía, que también mantiene una línea eléctrica hacia el continente, a través de la cual la energía sobrante en la isla se introduce en la red y genera ganancias para los inversores.

La participación democrática de los isleños se posibilita especialmente a través de la “EnergiAkademiet” o Samsø Energy Academy de propiedad de los habitantes de Samsø, que no sólo funciona como centro educacional y de información para el intercambio con el continente danés y los interesados internacionales. Bajo el nombre Samsø 2.0 los isleños diseñan el plan maestro que continúe con nuevos desafíos. Para la próxima década, los habitantes planifican cubrir el 50% de las

operaciones del transporte público con energías renovables. Mecanismos como el uso comunitario de un parque automotriz común contribuirán al desplazamiento sustentable de los habitantes. En febrero de 2015 recibí la noticia de que había comenzado a operar el nuevo ferry a GNL. Al 2030 Samsø tiene planificado inaugurar un parque eólico de 10 aerogeneradores que compensará la energía fósil utilizada por el transporte en y hacia la isla.

1.3.4 Brasil

De acuerdo a informes de la Unión Industrial de Caña de Azúcar (UNICA) En la matriz de energía brasileña, la participación de las fuentes de energía renovables es de 45,8% es más de tres veces superior a la media mundial 12,9%, al año 2011. Sin embargo, cabe aclarar que gran parte de esta altísima participación de energías renovables se debe a los biocombustibles, donde Brasil es líder mundial.

En Brasil, la inserción de energías renovables se ha hecho tanto por subastas de energía como por otros programas de incentivo.

Las subastas de energía fueron adoptadas en Brasil en 2004 (e implementadas a partir de 2007) y consisten en contratos a largo plazo, a precio fijo por una cantidad demandada de energía, la cual es subastada. Incluyen parques eólicos, pequeñas centrales hidroeléctricas y plantas de biomasa. Existen dos tipos de subastas exclusivas para energías renovables (Barroso 2009):(i) la subasta de energía renovable (comúnmente llamada “subasta de alternativas”),

que fue realizada por primera vez en 2007 y es restringida a un conjunto de tecnologías de ERNC y (ii) la subasta de reserva, que fue realizada por primera vez en 2008 y es restringida a una única tecnología (o a un proyecto) de ERNC.

La Tabla 5 presenta información detallada sobre las subastas de energías renovables realizadas en Brasil entre 2007 y 2011, tanto para las subastas de alternativas como para las subastas de reserva.

Subastas de energías renovables en Brasil

Año	Tipo	Tecnología	Potencia	Precio	Observaciones
2007	Alternativa N°1	Hidráulica	160MW	US\$0,0757/kWh	Contrato a 30 años
		Biomasa	478MW	US\$0,0779/kWh	Contrato a 15 años
2008	Reserva N°1	Biomasa	2400MW	US\$0,080/kWh	Contrato a 15 años
2009	Reserva N°2	Eólica	1800MW	US\$0,077/kWh	Contrato a 20 años
2010	Alternativa N°2 y Reserva N°3	Eólica	2050MW	US\$0,075/kWh	Contrato de 20 años
		Biomasa	713MW	US\$0,082/kWh	Contrato a 15 años (S. Reserva) y 20 años (S. Alternativa)
		Hidráulica	132MW	US\$0,081/kWh	Contrato a 30 años
2011	Reserva N°4	Biomasa	357MW	US\$0,0558/kWh	Contrato a 20 años
		Eólica	861MW	US\$0,0558/kWh	Contrato a 20 años

Fuente: Batlle y Barroso 2011.

Tabla N° 5: Subastas de energías renovables realizadas en Brasil entre 2007 y 2011

En Brasil, se destacan dos programas de incentivo: el Programa de Incentivos a las Fuentes Alternativas (PROINFA) y el Programa de Incentivos a las ERNC para sistemas aislados. El PROINFA es un programa de subsidio creado en 2002

que establece un monto pagado por electricidad comprada, costos administrativos y cargos de contratación con la Empresa Brasileña de Energía Eléctrica (Electrobras), quien compra la energía y traspasa los costos a los usuarios finales (con excepción de los costos de la división residencial de bajos ingresos, que corresponde a los usuarios con un consumo igual o inferior a 80kWh/mes). Estas fuentes de energía están garantizadas por 20 años, según contrato con Electrobras.

El PROINFA es esencialmente un sistema de tarifas especiales, con valores distintos para cada tecnología y cuotas respectivas. Por su parte, el Programa de Incentivos a las ERNC para los sistemas aislados consiste en un subsidio de hasta el 75% del costo de la inversión de plantas de generación eléctrica a partir de energías renovables, para ser utilizadas en zonas aisladas. Esto surge debido a que diversas ciudades de la Amazonía no están conectadas a la red de transmisión principal, lo que hace que exista una alta generación diésel de relativamente bajo costo, pero de altas emisiones.

A continuación, la Tabla N°6 resume las políticas de incentivo presentes en Brasil:

Country Overview	
Country size	8 514 877 km ²
Population	198 739 269
GDP	2 476 650 000 000
Energy production	228 127 ktoe/year
Energy consumption	195 378 ktoe/year

Policies Overview Table									
Financial Incentives			Public Financing		Regulatory Policies				
Capital subsidy, grant, or rebate	Tax incentives	Energy production payment	Public investment, loans, or	Public competitive bidding	Feed-in tariff	Utility quota obligation	Net metering	Obligation and mandate	Tradable renewable energy certificate
✓	✓		✓	✓	✓		✓	✓	

Fuente: Energy International Agency, REN21. 2014. Renewables 2014 Global Status Report. Tabla N°6: Políticas de Incentivo presentes en Brasil.

CAPÍTULO II: ANÁLISIS CRÍTICO DE LA REGULACIÓN NACIONAL RELATIVA A LAS ERNC

¿Cómo debería ser la regulación nacional, relativa a las ERNC para lograr su real impulso en la matriz energética chilena?. Dicha pregunta buscaremos resolver en el presente capítulo, analizando críticamente la regulación existente relativa a las ERNC en Chile, y estableciendo cuáles son los aspectos que inciden positiva o negativamente en el desarrollo de éstas en el país.

2.1.- Evolución histórica de la regulación energética nacional

El descubrimiento de la electricidad y sus propiedades plantearon al derecho un sinnúmero de dificultades en las distintas áreas que éste comprende. Así como sucedió en otras disciplinas de surgimiento reciente, como el área de las telecomunicaciones, el sector eléctrico ha requerido de normas cada vez más específicas para resolver estas dificultades.

La legislación expresamente referida a la electricidad en Chile se dictó a comienzos del siglo XX, cuando ya la energía eléctrica era bien conocida en las ciudades y en muchos hogares. Era una actividad de privados que les competía a ellos solamente, muestra del *laissez faire* de la época, a tal punto que la primera legislación, la Ley N° 1.665 del año 1904, versaba sobre “Prescripciones para la

concesión de permisos para la instalación de empresas eléctricas en la República”, una materia que, si bien es importante, afecta principalmente al desarrollo de la industria privada, y en especial del sector generación. No había normas específicas relativas al sector de transmisión ni al de distribución, puesto que lo escaso del mercado imponía escasa presión al sector legislativo para normar sobre la materia. La citada ley, sin embargo, entregaba al Presidente de la República la potestad para otorgar concesiones eléctricas y la ocupación de bienes fiscales o nacionales de uso público con líneas eléctricas. Otras leyes posteriores se refieren a la utilización de agua como fuente de generación eléctrica, como son la Ley N° 2.068 sobre “Aprovechamiento de Aguas corrientes como fuerza motriz” y por el Decreto Ley N° 160 referente a los derechos que deben pagarse por las concesiones de servicios eléctricos y mercedes de aguas.

En el ámbito académico, destaca en estos tiempos el trabajo de Eustaquio Pilón, quien se interesó en definir las características jurídicas de la electricidad. En ese entonces era todavía objeto de discusión la naturaleza misma de la electricidad, puesto que no se le podía ver –aunque ciertamente que se le podía sentir– y un concepto de “apropiación” material de ella no era tan claro como podía serlo con una mesa de plata. Pilón, a modo de corolario, se preguntaba: “¿Qué puede deducirse de estas observaciones si no es que la electricidad es una cosa y debe considerarse en derecho como una cosa mueble, susceptible de propiedad?”³⁶.

³⁶ PILÓN, Eustaquio, “El problema Jurídico de la Electricidad”, en Revista de Derecho y Jurisprudencia, Vol. I, Santiago, 1903.

Claro está, fue el criterio que él apoyaba aquel que se impuso, y en los términos en que lo planteó, la venta de electricidad es plenamente susceptible de regirse bajo las normas de Derecho Privado.

Hubo un giro en el año 1925, fecha en la cual se dictó la primera ley eléctrica que sistemáticamente regula el sector. Es el Decreto con Fuerza de Ley N° 252, publicado en el Diario Oficial el 18 de febrero de 1925. Se destaca en ella el procedimiento de concesiones, donde, al igual que en la actualidad, han de acompañarse los “planos especiales de servidumbre”, para detallar el trazado de las futuras líneas eléctricas. Asimismo, este procedimiento establecía que la concesión definitiva crea a favor del concesionario las servidumbres de las líneas de transporte y distribución de energía eléctrica, por lo que las actividades de ocupación material del predio sólo hacían efectivo el derecho ya constituido. Esta es sólo una pequeña parte de la regulación de las servidumbres, pero da cuenta de la fortaleza jurídica que es entregada al concesionario. Esta ley es la base de la posterior regulación del sector, la que “siempre incorporará las modificaciones sobre la base del texto anterior”³⁷.

Es especialmente la iniciativa privada la que se beneficia con estas medidas, y es en esos años en que comienzan a perfilarse grandes empresas que se mantienen hasta hoy, a consecuencia de la fusión de empresas públicas y el desarrollo privado: la Compañía Chilena de Electricidad (Chilectra), la Sociedad

³⁷ VERGARA, Alejandro, “Derecho Eléctrico”, Editorial Jurídica de Chile, Santiago, 2004.

Austral de Electricidad (SAESA), la Compañía General de Electricidad Industrial (CGEI), y la Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica (CONAFE).

A comienzos de los años treinta, esta iniciativa privada se ve frenada por la grave crisis económica en que se ve inmerso Chile. En este período se dicta la segunda Ley General de Servicios Eléctricos, el Decreto con Fuerza de Ley N° 244, de 1931. Sigue influenciada bajo la línea de la inversión privada, pero el Estado aumenta su control del sector a partir de la creación de la Dirección de Servicios Eléctricos. Otro hito destacable es el establecimiento de una forma de fijación de la indemnización por la imposición de servidumbres, a través de la Comisión de Hombres Buenos. Por este y otros aspectos puede comentarse que este texto legal es la base del tratamiento actual de las servidumbres en materia eléctrica.

Un punto negativo de este Decreto con Fuerza de Ley es el bajo incentivo a la inversión privada, debido a los límites para las empresas para solicitar nuevas tarifas y además, de la desaparición de la reajustabilidad. Estas modificaciones, unidas a la debacle económica que vivía el país, influenciaron la paulatina disminución de la inversión privada en las obras eléctricas. El Estado adquirió durante las décadas siguientes un rol cada vez más preponderante en la generación y transmisión de energía eléctrica, manteniendo el sector privado su participación en la distribución y en aquellas centrales que eran ya de su propiedad.

Durante los años 50 se hizo un esfuerzo por mantener niveles de ingresos adecuados para las empresas eléctricas. En el año 1959 se dicta el Decreto con Fuerza de Ley N° 4, la tercera Ley General de Servicios Eléctricos.

Hubo cambios en diversas materias, tales como en el principio del uso gratuito de terrenos públicos para todo tipo de concesión eléctrica. En el aspecto tarifario, se estableció una “comisión de tarifas”, que fijaba las tarifas de tal manera que produjesen una utilidad anual a las empresas de un 10% sobre el capital inmovilizado, añadiendo a este sistema cláusulas de reajustabilidad anual de los capitales y la opción de ajustes en tarifas provisionales.

Esta ley tuvo cierto efecto auspicioso para la inversión privada en el sector, pero de corta duración. Chilectra, empresa privada, pudo desarrollar dos proyectos termoeléctricos de cierta magnitud en la zona central. A pesar de este buen comienzo, en 1966 se estableció que el Ministerio de Economía debía aprobar cualquier alza propuesta por la Comisión de Tarifas. El condicionamiento político que involucraba esta norma implicó que la inversión privada volviese a ser desincentivada. La estatización de Chilectra en 1970 provocó que las tarifas se congelaran. Sólo a partir de 1974, y a consecuencia del cambio político-económico que vivió el país, comenzaron a darse nuevamente las condiciones para la inversión privada en el sector eléctrico.

A partir de la entrada en vigencia de la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N° 1) en el año 1982, el mercado eléctrico fue estructurado en segmentos de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Simultáneamente, a través de un proceso de privatización, el Estado delegó en agentes privados la facultad para definir dónde, cómo y cuándo desarrollar los proyectos de generación eléctrica, así como las condiciones tarifarias aplicables a los mayores usuarios, reservándose sólo funciones de fiscalización en general, y planificación indicativa de inversiones. Esto ha incidido determinadamente en que hoy Chile posea una matriz energética dependiente de factores externos, con propiedad concentrada, poco diversificada (en cuanto a las fuentes energéticas), cara y contaminante, como ya se ha sostenido durante este trabajo.

Como se podrá observar en el presente capítulo, tanto la institucionalidad como la regulación energética y especialmente la relativa a ERNC son un conjunto de normas aisladas, que denotan la falta de una política nacional de largo plazo que resuelva los problemas, que se han explicado a lo largo de esta investigación, que posee el modelo energético chileno.

2.2 Institucionalidad Energía

En 1982, el modelo regulatorio chileno fue pionero a nivel mundial en concebir la existencia de un mercado de generación eléctrica, donde diversos actores privados se disputan el abastecimiento a clientes, dando lugar, en teoría, a condiciones de eficiencia económica en el sector, sin una necesaria participación del Estado en la propiedad de la infraestructura ni en la definición de políticas de desarrollo de largo plazo.

Sin embargo, dicha concepción de mercado sólo se restringió al mercado mayorista de abastecimiento a grandes clientes. Mientras el modelo sirvió de referencia en otros países, donde incluso se extendió la competencia al mercado minorista de pequeños clientes domiciliarios, en Chile se mantuvo la concepción de un mercado minorista regulado, en el cual el Estado, a través de la Comisión Nacional de Energía (CNE), sólo determinaba el precio máximo de los contratos de suministro suscritos entre generadores y empresas generadoras. Para clientes de menos de 2 MW, la ley eléctrica de 1982 (DFL 1) definió un esquema de cálculo semestral de los denominados precios de nudo, a través de los cuales se buscaba representar la futura evolución de los costos marginales, que eran promediados y traspasados a clientes finales. Los generadores negociaban condiciones de suministro con las distribuidoras, pero los precios de nudo eran calculados semestralmente por la autoridad. Si bien dicho cálculo era ajustado,

según fueran los precios promedio del mercado mayorista, en la práctica representaba una acción interpretativa del Estado de las condiciones futuras de mercado en un horizonte máximo de 48 meses.

A partir del año 2004 las empresas distribuidoras eléctricas comenzaron a tener problemas en la renovación de sus contratos de suministro. Esto se produjo por dos motivos:

1) la crisis de suministro del gas argentino, que a partir del mismo año implicó una creciente reducción de las transferencias de gas natural de dicho país que aumentó el costo marginal de energía en el sistema; y

2) los cambios regulatorios que se habían hecho con motivo de la extrema sequía del periodo 1998- 1999. Estos dos efectos implicaron importantes riesgos a las empresas generadoras y a las futuras inversiones en generación de energía.

Desde la perspectiva comercial, los generadores percibían que la renovación de contratos a precios regulados no era la mejor opción y, en la medida que dichas obligaciones expiraban, desistieron de adquirir nuevos compromisos³⁸.

Así es como se hace patente la necesidad de reformular la institucionalidad energética nacional, que supere el principio subsidiario vigente, con una Comisión Nacional de Energía que no evalúe sólo aspectos técnicos, un

³⁸ MORENO Jorge "et al", 2012, Licitaciones para el abastecimiento eléctrico de clientes regulados en Chile. 2012. Estudios Públicos, Santiago. 141p.

Ministerio de Energía que tenga las facultades de planificar la matriz energética que Chile requiere, una ENAP que se convierta en una Empresa Nacional de Energía, privilegiando las ERNC.

2.2.1 Ministerio de Energía

La ley 20.402 de 01 de febrero de 2010, “Crea el Ministerio de Energía, estableciendo modificaciones al Decreto Ley N° 2.224, de 1978 y otro cuerpos legales”. El Decreto Ley N° 2.224 de 1978 es el que creó la Comisión Nacional de Energía, la ley 20.402 realizó una serie de modificaciones que restaron algunas atribuciones a la CNE y otorgando otras. Los principales artículos de este cuerpo normativo son:

Artículo 2°.- Corresponderá, en general, al Ministerio de Energía, elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, velar por su cumplimiento y asesorar al Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía.

Se relacionarán con el Presidente de la República por Art. 2 N° 3 a) intermedio del Ministerio de Energía, la Comisión Nacional de Energía, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles y la Comisión Chilena de Energía Nuclear.

Artículo 4°.- Para el cumplimiento de su objetivo Art. 2 N° 4 b) corresponderá al Ministerio, en particular las siguientes funciones y atribuciones:

a) Preparar, dentro del marco del plan nacional de Art. 2 N° 5 i) desarrollo, los planes y políticas para el sector energía y proponerlos al Presidente de la República para su aprobación;

b) Estudiar y preparar las proyecciones de la demanda y oferta nacional de energía que deriven de la revisión periódica de los planes y políticas del sector;

c) Contratar con personas naturales o jurídicas, públicas o privadas, nacionales o extranjeras, los estudios generales relacionados con el funcionamiento y desarrollo integral del sector, así como los de prefactibilidad y factibilidad que sean necesarios para la formulación y ejecución de los planes y políticas energéticas;

d) Elaborar, coordinar, proponer y dictar, según corresponda, las normas aplicables al sector energía que sean necesarias para el cumplimiento de los planes y Ley 20402 políticas energéticas de carácter general así como Art. 2 N° 5 ii) para la eficiencia energética, la seguridad y adecuado funcionamiento y desarrollo del sistema en su conjunto.

Al efecto, podrá requerir la colaboración de las instituciones y organismos que tengan competencia normativa, de fiscalización o ejecución en materias relacionadas con la energía;

e) Velar por el efectivo cumplimiento de las normas sectoriales, sin perjuicio de las atribuciones que Ley 20402 correspondan a los organismos en ella Art. 2 N° 5 iii) mencionados, a los que deberá impartir instrucciones, pudiendo delegar las atribuciones y celebrar con ellos los convenios que sean necesarios;

f) Proponer al Presidente de la República y evaluar las políticas, planes y normas relativas a los contratos especiales de operación a que se refiere el inciso décimo del número 24° del artículo 19 de la Constitución Política, tratándose de hidrocarburos o materiales atómicos naturales

g) Integrar y participar en la formación y Art. 2 N° 5 iv) constitución de personas jurídicas de derecho privado, sin fines de lucro, a que se refiere el Título XXXIII del Libro Primero del Código Civil, cuya finalidad fundamental sea la promoción, información, desarrollo y coordinación de iniciativas de investigación, transferencia y difusión de conocimientos económicos, tecnológicos y de experiencias en el área de la energía. Del mismo modo, el Ministerio está facultado para participar en la disolución y liquidación de las entidades de que forme parte, con arreglo a los estatutos de las mismas.

El Ministro de Energía, mediante resolución, Art. 2 N° 5 v) nombrará uno o más representantes del Ministerio, los que estarán facultados para participar en los órganos de dirección y de administración que contemplen los estatutos de las personas jurídicas que se constituyan en virtud de lo dispuesto en la presente disposición.

h) Fijar, mediante resolución, los estándares mínimos de eficiencia energética que deberán cumplir los productos, máquinas, instrumentos, equipos, artefactos, aparatos y materiales que utilicen cualquier tipo de recurso energético, para su comercialización en el país.

Los importadores, fabricantes y distribuidores, según Art. 2 N° 5 v) corresponda, de los bienes señalados en el párrafo anterior, que persigan su comercialización en el territorio nacional, deberán certificar para dicho efecto que cumplen con el estándar exigido, por intermedio de entidades autorizadas para ello y etiquetar los respectivos productos con las indicaciones del consumo energético de los mismos, cuando así se establezca de conformidad con lo dispuesto en la letra precedente³⁹.

³⁹ Ley 20.402. CHILE. Crea el Ministerio de Energía, estableciendo modificaciones al Decreto Ley N° 2.224, de 1978 y otros cuerpos legales. Ministerio de Minería, Santiago, Chile, febrero de 2010.

El 18 de junio de 2014 el gobierno presentó el Proyecto de ley que modifica y perfecciona la ley que rige al Ministerio de Energía, en su Mensaje establece “El objeto de la ley N° 20.402 fue reordenar el sector energía, para contar con organizaciones que efectivamente permitieran impulsar un desarrollo seguro, eficiente y sustentable de la energía en nuestro país, estableciendo una correcta separación de funciones entre la elaboración de políticas, la regulación técnico - económica y la fiscalización en el ámbito energético, facilitando una mirada integral de la materia para adoptar decisiones coherentes y de largo plazo, mejorando tanto la capacidad de rectoría y coordinación del Estado en energía, para responder a los desafíos existentes en la materia, como los esfuerzos de coordinación y compatibilización de la política medioambiental con la política energética, de manera de asegurar un desarrollo energético dinámico y ambientalmente sustentable. Los objetivos del mencionado proyecto de ley son cuatro(sic):

- Establecer una Secretaría Regional Ministerial en cada una de las regiones del país.
- Consagrar en la ley del Ministerio de Energía, la participación de los ciudadanos y de los actores del sector productivo.
- Dotar al Ministerio de Energía de potestades adicionales, para un mejor desempeño de sus funciones.
- Consagrar posibilidad de que funcionarios a contrata puedan ejercer facultades directivas en los distintos servicios del sector energía.
- Facultad de transferir el dominio de bienes a beneficiarios de iniciativas actividades del Ministerio en materias de energización rural, eficiencia energética y energías renovables no convencionales.

- Efectuar rectificaciones de forma en la ley orgánica del Ministerio de Energía.

2.2.2 Consejo Nacional de energía

La ley 20.402 agrega un Título II “De la Comisión Nacional de Energía”:

Artículo 6º.- La Comisión Nacional de Energía será una persona jurídica de derecho público, funcionalmente descentralizada, con patrimonio propio y plena capacidad para adquirir y ejercer derechos y contraer obligaciones, que se relacionará con el Presidente de la República por intermedio del Ministerio de Energía. Su domicilio será la ciudad de Santiago, sin perjuicio de los domicilios especiales que pudiera establecer.

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

La Comisión estará afecta al Sistema de Alta Dirección Pública establecido en la ley Nº19.882.

Artículo 7º.- Para el cumplimiento de su objetivo, y sin perjuicio de las demás atribuciones conferidas en otros cuerpos legales, corresponderá a la Comisión, en particular, las siguientes funciones y atribuciones: Ley 20402

- a) Analizar técnicamente la estructura y nivel de precios y tarifas de bienes y servicios energéticos, en los casos y forma que establece la ley.
- b) Fijar las normas técnicas y de calidad indispensables para el funcionamiento y la operación de las instalaciones energéticas, en los casos que señala la ley.
- c) Monitorear y proyectar el funcionamiento actual y esperado del sector energético, y proponer al Ministerio de Energía las normas legales y reglamentarias que se requieran, en las materias de su competencia.
- d) Asesorar al Gobierno, por intermedio del Ministerio de Energía, en todas aquellas materias vinculadas al sector energético para su mejor desarrollo⁴⁰.

⁴⁰Ley 20.402. CHILE. Crea el Ministerio de Energía, estableciendo modificaciones al Decreto Ley Nº 2.224, de 1978 y otros cuerpos legales. Ministerio de Minería, Santiago, Chile, febrero de 2010.

2.2.3 ENAP

La Ley Orgánica de Empresa Nacional del Petróleo, ley N° 9.618, constituye el principal cuerpo normativo y data de 1950, lo que incide en gran medida que su institucionalidad y objetivos resulten anacrónicos para los desafíos energéticos que tiene hoy la región de Magallanes y el país. El gobierno ha propuesto modificar la ley orgánica de ENAP en lo relacionado con Gobierno Corporativo y Capitalización, comprometiendo la presentación del proyecto a más tardar durante el primer trimestre de 2016.

La Agenda Energética que presentó el gobierno en mayo de 2014 establece que la Empresa Nacional del Petróleo se transforme en un actor relevante en materia energética, siendo hoy día una empresa cuyo objeto dice relación con los hidrocarburos, y por modificación contenida en la ley N°19.657, también en lo relativo a materias relativas a energía geotérmica, no pudiendo intervenir fuera de aquellas áreas detalladas en el artículo 2° de su estatuto orgánico, el Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de 1986, del Ministerio de Minería, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado de la ley N° 9.618, que crea la Empresa Nacional del Petróleo.

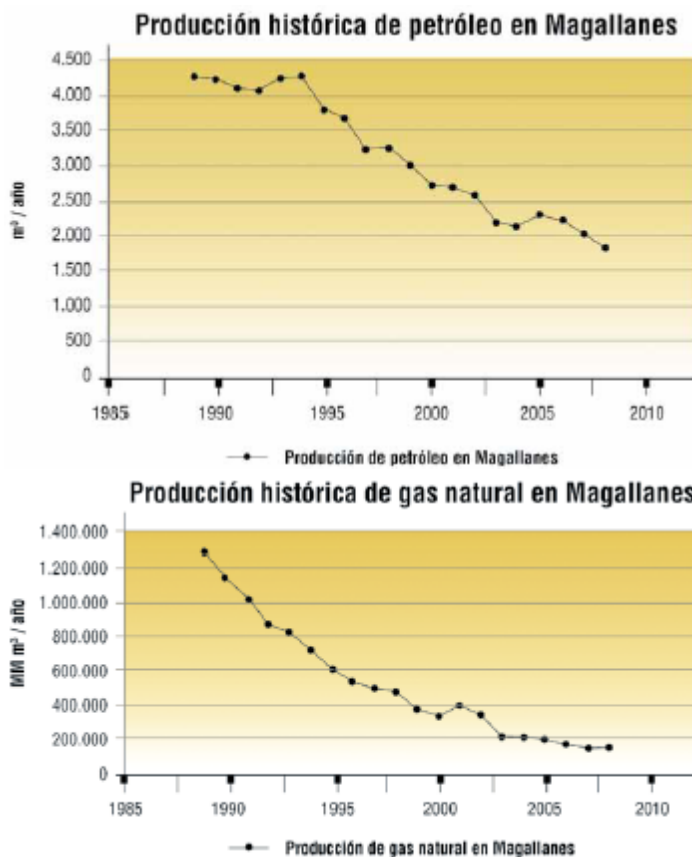
Ahora bien, en orden a dar cumplimiento a sus objetivos, a la fecha, la Empresa Nacional del Petróleo está habilitada para que, directamente o a través de sociedades en que tenga participación, pueda realizar labores de generación en

la medida que la ejecución de aquella actividad está orientada a alcanzar los objetivos que su ley orgánica le encomienda, como es el desarrollo de las actividades relacionadas con hidrocarburos, sus productos y derivados. Lo anterior ha sido ratificado, además, en sendos dictámenes de la Contraloría General de la República durante los años 2010 y 2013 (Dictámenes N° 44430-10, N° 7356-13, y N° 52493-13).

El gobierno mediante mensaje presidencial N° 592-3621, presentó un proyecto de ley de modificación de la Ley N° 20.365, que establece franquicia tributaria respecto de sistemas solares térmicos. Sin embargo, dicho proyecto de ley propone también la modificación del artículo 2° del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, del Ministerio de Minería, del año 1986, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado de la ley N° 9.618, que crea la Empresa Nacional del Petróleo. Se establece una habilitación para que la Empresa pueda participar a través de sociedades, con determinados requisitos de cumplimiento de uso y responsabilidad de endeudamiento y compromiso fiscal, en actividades relacionadas con la generación de energía eléctrica y transporte necesario para conexión a un sistema eléctrico, así como todas las actividades comerciales e industriales relacionadas o necesarias para dicha participación.

Además, se contempla una habilitación para que la empresa pueda desarrollar proyectos en su etapa de previa de construcción, sin la limitación respecto a la participación societaria”.

Sin duda ENAP es y ha sido desde su creación, un actor importante del sector energético para el país y fundamental para la región de Magallanes. Sin embargo, en la medida que las reservas de petróleo y gas en la región han ido disminuyendo (ver gráficos 4 y 5⁴¹), las inversiones se han focalizado en otras regiones, fundamentalmente fuera del país.



Fuente: ENAP, Metanex y Gobierno Regional, Diversificación energética en Magallanes.

Gráficos N°4 y N°5: Producción histórica de petróleo y gas en la región de Magallanes.

⁴¹ ENAP, Metanex y Gobierno Regional, 2010, Diversificación energética en Magallanes, una propuesta público privada. Punta Arenas, abril de 2009. Pp 15.

Hoy ENAP es quien administra el subsidio al gas existente en la región de Magallanes. Durante el año 2013 y 2014, la mayor contribución presupuestal para el sector energía, estuvo dirigida a la Empresa Nacional del Petróleo. Dicha contribución, que bordea casi la mitad de la asignación total del sector (por ejemplo, en 2013 alcanzó los \$ 30.419.200.000), tuvo como destino cubrir el déficit financiero que la empresa estatal estaba absorbiendo al vender gas a la región de Magallanes por debajo de su costo de producción. Cabe hacer presente además que la Ley de Presupuestos estableció como límite para asignaciones por compensación \$ 22.419.200.000.

El Balance de Gestión Integral del Sector de Energía del año 2013, al efecto señala: “Ello para cubrir parte del déficit entre el precio de venta y los costos de producción, mayores estos últimos, así como la diferencia entre el precio de venta y de compra de gas a otros productores. Este mecanismo consiste en una transferencia de recursos a ENAP desde el presupuesto del Ministerio de Energía. Lo anterior con el objetivo de asegurar el abastecimiento de gas en la zona, dada la escasez de oferta de gas en Magallanes, y el compromiso que se adquirió con la Región, de mantener el precio del gas fijo en dólares.”.

El total de los fondos contemplados para este ítem en la Ley de Presupuestos, aprobada para el año 2014, correspondió a la suma de 90 millones de dólares.

2.2.4 Los Sistemas Medianos

El gobierno anunció en su agenda energética un proyecto de ley de sistemas medianos para el primer semestre del 2016. A su vez, comprometió ingresar a Contraloría la modificación del Reglamento de Sistemas Medianos el primer semestre de 2015. Estos plazos parecen excesivos, dada la urgencia de contar con una regulación especial para las regiones de Aysén y Magallanes, que otorgue certidumbre respecto de las condiciones en que se desarrollará el sector energético en el futuro, y específicamente establezca las reglas para las Energías Renovables no Convencionales teniendo en cuenta que los Sistemas Medianos han sido excluidos de la meta 20/25 de la ley 20.698, como se explicará más adelante.

La Ley General de Servicios Eléctricos y el D.S. N° 229 de 2005 establecen el marco regulatorio para los sistemas medianos chilenos. En particular, los Artículos 173 al 182, pertenecientes al CAPÍTULO II relativo al TÍTULO V “De las Tarifas” establecen las directrices generales en cuanto a los objetivos y mecanismos regulatorios a implementar para establecer las tarifas máximas del sistema.

En Chile hay nueve sistemas medianos, y son los que, a continuación, se indica:

SISTEMAS MEDIANOS Y EMPRESAS OPERADORAS EN CHILE

SISTEMA MEDIANO	EMPRESA OPERADORA
Punta Arenas	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. (EDEL MAG)
Puerto Natales	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. (EDEL MAG)
Porvenir	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. (EDEL MAG)
Puerto Williams	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. (EDEL MAG)
Aysén	Empresa Eléctrica de Aysén S.A. (EDELAYSÉN)
Palena	Empresa Eléctrica de Aysén S.A. (EDELAYSÉN)
General Carrera	Empresa Eléctrica de Aysén S.A. (EDELAYSÉN)
Cochamó	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A. (SAGESA)
Hornopirén	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A. (SAGESA)
	Empresa Eléctrica Cuchildeo S.A.

Fuente: Comisión Nacional de Energía, Gobierno de Chile

Tabla N°7: Sistemas Medianos y Empresas Operadoras en Chile

El Sistema Mediano más grande, en relación a su capacidad instalada, es Punta Arenas, con 89,78 MW. Le siguen Aysén, con 45,97 MW y Puerto Natales, con 10,08 MW. Si bien estos tres SSMM son los más grandes de los nueve, Punta Arenas es significativamente mayor que los demás: su capacidad instalada es un 85,28% mayor que la del SM Aysén⁴².

En el mes de marzo del 2004 se modificó el DFL N° 1 de 1982, mediante la Ley N° 19.940, del Ministerio de Economía, Fomento y Turismo, conocida como “Ley Corta I”. Mediante esta Ley se crea el concepto de Sistemas Medianos (SS.MM), los cuales se definen a partir de la capacidad instalada. En efecto, son SS.MM los sistemas cuya capacidad instalada de generación es superior a 1.500 kW e inferior a 200 MW.

⁴² MERCADOS Energéticos Consultores, 2013, Levantamiento de Contenidos Mínimos a Considerar en la Elaboración de las Bases del Estudio de Valorización y Expansión de los Sistemas Medianos. Informe preparado para la Comisión Nacional de energía, octubre 2013.

Artículo 173° de la Ley General de Servicios Eléctricos “En los sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación sea inferior a 200 megawatts y superior a 1.500 kilowatts, en adelante, "sistemas medianos", se deberá propender al desarrollo óptimo de las inversiones, así como operar las instalaciones de modo de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, y garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico.

Artículo 174° de la Ley General de Servicios Eléctricos “Los planes de expansión de las instalaciones de generación y de transmisión y los precios regulados a nivel de generación y de transmisión de cada sistema mediano, se determinarán conjuntamente, cada cuatro años, mediante la elaboración de los estudios técnicos establecidos en los artículos siguientes. Los precios señalados se calcularán sobre la base del costo incremental de desarrollo y del costo total de largo plazo de los segmentos de generación y transmisión, según corresponda, de sistemas eficientemente dimensionados, y considerando el abastecimiento total de la demanda del sistema eléctrico”⁴³.

La estructura de las tarifas estará determinada por el Costo Incremental de Desarrollo (CID) y el nivel de las tarifas de acuerdo al Costo Total de Largo Plazo (CTLP). El CID, a nivel de generación y a nivel de transmisión, es el costo medio por unidad de demanda incremental de potencia y energía de un proyecto de expansión eficiente del sistema, cuyo valor actual neto es igual a cero. El CTLP, en el segmento de generación y de transmisión, es aquel valor anual constante requerido para cubrir los costos de explotación y de inversión, en que se incurra durante el período tarifario de cuatro años que sucede a la fijación, de un proyecto de reposición que minimiza el total de los costos de inversión y explotación de largo plazo del servicio.

⁴³Decreto con Fuerza de Ley N° 4/20.018. CHILE. Fija Texto Refundido, Coordinado y Sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N°1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, Santiago, Chile, mayo de 2006.

2.2.5 Gas

En el país, rige la libertad tarifaria, la excepción es la región de Magallanes que, a diferencia del resto se rige por una fijación tarifaria. En una región con una matriz 100% fósil, el gas es la principal fuente energética secundaria (59% de la matriz), el gas natural que se consume, a su vez, es aproximadamente en un 75% para calefacción y un 25% para generación.

La Ley de Servicios de Gas DFL 323: Artículo 34° establece:

“No será aplicable lo señalado en los artículos 30° y 31° a los suministros y servicios de gas que las empresas distribuidoras de gas de la XII Región de Magallanes y de la Antártica Chilena, operen con o sin concesión, efectúen a sus consumidores.

Las fórmulas tarifarias para los suministros indicados en el inciso anterior se determinarán de acuerdo a los mismos procedimientos que se establecen para las empresas concesionarias que pudieren quedar con precios fijados de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 31°”

Ley de Servicios de Gas DFL 323: Artículo 31°:

“...Esta solicitud sólo podrá ser invocada por la Comisión Resolutiva en una determinada zona de concesión cuando a lo menos se demuestre que con el

sistema tarifario que haya establecido la empresa concesionaria para el servicio público de distribución de gas, los ingresos de explotación que se produzcan a lo largo de un año calendario le permiten obtener a los bienes de la zona de concesión una tasa de rentabilidad económica superior en cinco puntos porcentuales a la tasa de costo anual de capital definida en el artículo 32°. Además de esta condición, la Comisión Resolutiva para emitir su resolución podrá considerar los antecedentes adicionales que estime pertinentes”.

El 8 de septiembre de 2011, luego de las negociaciones surgidas por la crisis del gas que generó grandes protestas y movilizaciones en la región, el gobierno presentó un proyecto de ley para regular el valor del gas, su distribución y servicios afines y, a su vez, otorgar jerarquía legal al subsidio del gas existente en la región. Dicho proyecto al poco tiempo quedó en el olvido, siendo su último trámite legislativo el 6 de marzo de 2012 cuando se le retira la urgencia a su tramitación

2.3 Regulación Nacional relativa a ERNC

2.3.1 Ley General de Servicios Eléctricos (DFL-4).

Definición legal de ERNC: El artículo 225 de la Ley General de Servicios Eléctricos establece: “Para los efectos de la aplicación de la presente ley, se entiende por:

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

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

1) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de la biomasa, correspondiente a la obtenida de materia orgánica y biodegradable, la que puede ser usada directamente como combustible o convertida en otros biocombustibles líquidos, sólidos o gaseosos. Se entenderá incluida la fracción biodegradable de los residuos sólidos domiciliarios y no domiciliarios.

2) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía hidráulica y cuya potencia máxima sea inferior a 20.000 kilowatts.

3) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía geotérmica, entendiéndose por tal la que se obtiene del calor natural del interior de la tierra.

4) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía solar, obtenida de la radiación solar.

5) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía eólica, correspondiente a la energía cinética del viento.

6) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de los mares, correspondiente a toda forma de energía mecánica producida por el movimiento de las mareas, de las olas y de las corrientes, así como la obtenida del gradiente térmico de los mares.

7) Otros medios de generación determinados fundadamente por la Comisión, que utilicen energías renovables para la generación de electricidad, contribuyan a diversificar las fuentes de abastecimiento de energía en los sistemas eléctricos y causen un bajo impacto ambiental, conforme a los procedimientos que establezca el reglamento⁴⁴.

Resulta relevante destacar que la definición que hace la Ley General de Servicios Eléctricos, en su artículo 225, al referirse a “Energías Renovables no Convencionales” es una excepcionalidad respecto de la regulación comparada, donde se refieren normalmente sólo a energías renovables, en Chile fue

⁴⁴Decreto con Fuerza de Ley N° 4/20.018. CHILE. Fija Texto Refundido, Coordinado y Sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N°1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, Santiago, Chile, mayo de 2006.

necesario hacer la distinción para hacer una distinción con la hidroelectricidad a gran escala, de fuerte presencia en la matriz eléctrica nacional.

2.3.2 Ley 19.940 “Corta I” de 2004.

La Ley Corta I libera de los costos de transmisión a los generadores con capacidad menor a 9MW (o sea, los pequeños no pagan peaje por transporte). A medida que los generadores tienen mayor capacidad, deben ir pagando un poco más por el transporte. Desde los 20 MW hacia arriba deben pagar las tarifas completas. Además, las generadoras pequeñas pueden exigir se conectadas a la red de los distribuidores, en caso de que no puedan acceder a las transmisoras “grandes” (troncales).

2.3.3 Ley 20.018 “Corta II” de 2005. Incentiva inversión en generación.

Esta normativa obligó a las empresas de distribución eléctrica a comprar bloques de potencia para asegurar el suministro eléctrico.

Mediante la licitación de grandes bloques de potencia con los generadores, asegurando con ello los ingresos a largo plazo de los generadores por medio de contratos de suministro, otorgó un respaldo a las empresas generadoras para continuar con sus planes de inversión".

2.3.4 Ley 20.257.

Establece que los grandes generadores (con capacidad por sobre los 200MW) deberán hacer que, al menos, un 5% de la energía que comercializan sea renovable no convencional. Esta exigencia irá subiendo gradualmente hasta alcanzar el 10% el año 2024. La obligación, aludida en el inciso primero, será del 5% para los años 2010 a 2014, aumentándose en el 0,5% anual a partir del año 2015. Este aumento progresivo se aplicará de tal manera que los retiros afectos a la obligación al año 2015 deberán cumplir con el 5,5%, los del año 2016 con el 6% y así sucesivamente hasta alcanzar el año 2024 el 10%, para los contratos celebrados con posterioridad al 31 agosto de 2007 y con anterioridad al 1 de julio de 2013.

Además, cada empresa que efectúe retiros de energía desde sistemas con capacidad superior a 200MW deberá acreditar que un 10% provenga de ERNC. Puede usar lo que no haya contabilizado el año anterior, o convenir el traspaso de excedentes a otra empresa eléctrica.

2.3.5 Ley 20.698.

La Ley nº 20.698, 20/25 aumentó meta de la ley 20.257, así, para los contratos firmados con posterioridad al 1 de julio de 2013, la obligación aludida será del 5% al año 2013, con incrementos del 1% a partir del año 2014 hasta llegar al 12% el año 2020, e incrementos del 1,5% a partir del año 2021 hasta llegar al 18% el año 2024, y un incremento del 2% al año 2025 para llegar al 20% el año 2025. El mecanismo de licitación será aplicable a contar del año 2015. En caso que el reglamento no se encuentre vigente para dicho período, la licitación comenzará a regir a contar del año siguiente y así sucesivamente. Para el período en que no hubiese comenzado a regir el mecanismo de licitación, la obligación será íntegramente exigible para las empresas eléctricas que efectúen retiros.

Artículo 174 bis de La ley General de Servicios Eléctricos, agregado por la ley 20.698: “Los planes de expansión de las instalaciones de generación de cada sistema mediano deberán contemplar proyectos de medios de generación renovables no convencionales, los que deberán priorizarse en relación a otras fuentes de energía primaria considerando una expansión eficiente del sistema”⁴⁵.

La ley 20.698 que impone la meta de 20% ERNC en la matriz al 2025, excluye a Magallanes y Aysén. Se debe solicitar una meta también para estas regiones (sistemas medianos). Esta ley sólo considera que se deberán considerar las ERNC en una expansión eficiente del sistema, entonces en los procesos de tarificación difícilmente entran las ERNC porque con el subsidio al gas, las ERNC

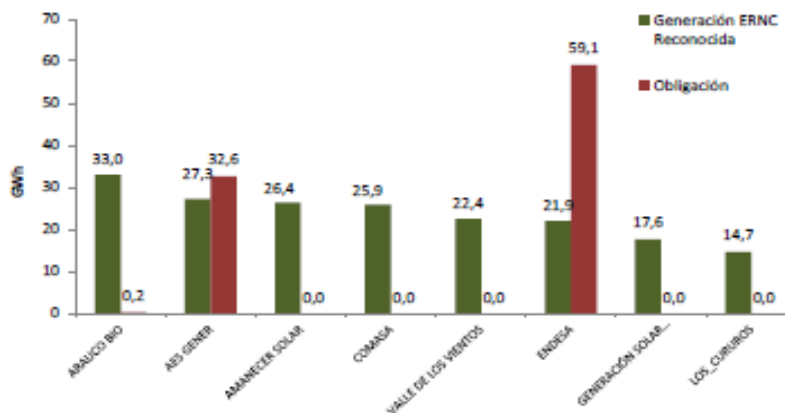
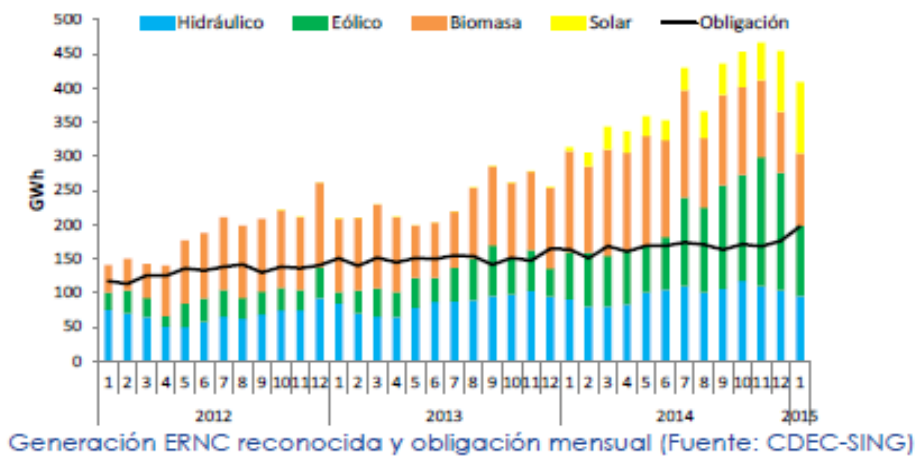
⁴⁵Ley 20.698. Chile. Propicia la ampliación de la matriz energética, mediante Fuentes Renovables no Convencionales. Ministerio de energía, Santiago, Chile, octubre de 2013.

no son eficientes. Se debe proponer que en los procesos de tarificación se comparen las distintas fuentes con valores sin subsidio.

Todo indica que la meta impuesta por la ley 20.968 de 20% ERNC al 2025, será cumplida. Como se puede observar en los siguientes gráficos, del balance de Energías Renovables No-Convencionales (ERNC) correspondiente al mes de enero de 2015, los retiros de energía afectos a las obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 3.534 GWh y, por lo tanto, las obligaciones vigentes de dichos retiros, equivalentes a 5% y 6%, respectivamente, fueron iguales a 197 GWh en total. A su vez, la generación reconocida de ERNC durante enero fue igual a 409 GWh, es decir, supera en un 107% a la obligación ERNC.

De las inyecciones de energía ERNC de enero de 2015, la mayor parte fue generada por centrales biomasa (25,9%), seguidas por centrales solares (25,6%) y eólicas (25,3%). Finalmente, sorprende que la menor generación fuera la de centrales hidráulicas con un 23,3% de la energía ERNC⁴⁶.

⁴⁶SYSTEP, 2015, Reporte Mensual Sector Eléctrico. Volúmen 8 número 3, marzo 2015. Pp 9.



Generación reconocida y obligación por empresa, enero de 2015 (Fuente: CDEC-SING)

Gráfico 6: Obligación generación y retiros ERNC por ley 20.257 y 20.698.

2.3.6 Ley 20.571. Net Metering o Medición Neta.

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

Artículo 149 quáter.- Sin perjuicio de lo establecido en los artículos anteriores, la energía que los clientes finales inyecten por medios de generación renovables no convencionales de acuerdo al artículo 149 bis, podrá ser considerada por las empresas eléctricas que efectúen retiros de energía desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 megawatts, a objeto del cumplimiento de la obligación establecida en el artículo 150 bis⁴⁷.

Las inyecciones de energía serán valorizadas a un precio menor que el de compra, específicamente será equivalente al precio nudo, es decir el precio base al cual las empresas distribuidoras venden a sus clientes regulados sin considerar costos por servicio (\$48,82 / KWh promedio para el caso del Sistema Interconectado Central), mientras que el precio que pagan los usuarios, redondea los \$81/ KWh (caso de Santiago).

Moción Parlamentaria, ingresada el 19 de junio de 2013, propone modificación a la ley 20.571(Boletín 8999-08):

En el Artículo único de la Ley 20.571, agréguese al Artículo 149 bis que incorpora al DFL 4 de Economía de 2007, en su inciso cuarto, cámbiese la cifra “100” por “300”.

“La energía generada por los clientes BT1 menores a 10KW deberá ser cancelada por el distribuidor al mismo precio que la empresa distribuidora le cobra a dicho generador residencial por consumir electricidad, debiendo ser cancelada en forma mensual, semestral o anual, según se acuerde entre cliente y distribuidor.”

“Si con ocasión o a consecuencia de la implementación del sistema de generación residencial fuere necesario reforzar la red de distribución, la inversión económica que dicho reforzamiento conlleve, se financiará con cargo al valor agregado de distribución.”

“Esta ley se aplicará a todos los sistemas eléctricos del país, sean menores, iguales o mayores a 200 MW.”

⁴⁷Ley 20.571. CHILE. Regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales. Ministerio de energía, Santiago, Chile, marzo de 2012.

Respecto de la ley 20.571, que introdujo el sistema de medición neta o Net Metering, Net Metering, esta considera que la empresa distribuidora compensa al particular por la energía incorporada al sistema con el precio de nudo de energía (es decir, se paga sólo el precio que tiene la energía previo a ser transmitida y distribuida), no el precio al que el usuario compra esa energía, contemplando instalaciones de hasta 300 Kw. En este punto se recomienda solicitar se avance en la moción presentada por el senador Horvath, que propone el pago 1/1, es decir, que te paguen por lo que generas e insertas al sistema, lo mismo que lo que te cobran por consumir.

2.3.7 Ley 20.365, Franquicia tributaria para colectores solares.

Con fecha 19 de agosto de 2009 se publicó en el Diario Oficial la ley N° 20.365, que estableció una franquicia tributaria respecto de sistemas solares térmicos. El objetivo de la referida ley fue incorporar una franquicia a los sistemas solares térmicos que sirven para abastecer de agua potable sanitaria calentada mediante la utilización de energía solar a viviendas nuevas de hasta 4.500 unidades de fomento, abaratando con ello el costo de instalación de estos sistemas en los hogares de las familias de menores ingresos y de la clase media.

No obstante lo anterior, la vigencia del beneficio, establecido en el artículo 7° de la ley N° 20.365, señala que regirá respecto de las viviendas cuyos permisos de construcción, o las respectivas modificaciones de tales permisos, se hayan

otorgado a partir del 1 de enero de 2008 y obtenido su recepción municipal final a partir de la publicación del reglamento y antes del 31 de diciembre de 2013, sin perjuicio de la habilitación para acogerse al beneficio por parte de aquellos que obtuvieran después de la fecha aludida, siempre que hubieren solicitado la recepción municipal con anterioridad al 30 de noviembre de 2013. Por tanto, la posibilidad de acogerse a la franquicia tributaria ha finalizado. Por otra parte, es necesario destacar que, el impacto de la franquicia para las viviendas de menor valor y sectores vulnerables no tuvo impacto considerable, a pesar de los diversos beneficios que implica la utilización de este tipo de sistemas.

El gobierno, mediante mensaje presidencial N° 592-3621, presentó un proyecto de ley de modificación de la Ley N° 20.365, que establece franquicia tributaria respecto de sistemas solares térmicos que en sus fundamentos establece:

El proyecto de ley propone tres importantes modificaciones, la tercera relativa a ENAP, resulta sorprendente.

1. "a. Contenido general.

El presente proyecto de ley propone extender un nuevo período, desde el 1 de enero de 2015 hasta el 31 de diciembre del año 2019, la vigencia del beneficio tributario contemplado en la ley N° 20.365, que establece franquicia tributaria respecto de paneles solares térmicos en viviendas nuevas, la que finalizó el pasado 31 de diciembre de 2013.

A la vez, se propone un segundo mecanismo de incentivo enfocado específicamente en beneficiar a la población más vulnerable, a través de un subsidio directo para financiar la instalación de paneles solares térmicos en viviendas nuevas subsidiadas por el Estado, mediante un programa que administrará el Ministerio de Vivienda y Urbanismo.

b. Beneficiarios del crédito tributario.

Se modifica la ley para que esta vez se concentre su beneficio en viviendas de familias vulnerables y de clase media, manteniendo el 100% del crédito para

viviendas cuyo valor de construcción más terreno sea menor a 2.000 UF. También se establece un decremento lineal del beneficio tributario para viviendas entre 2.000 a 3.000 UF. Y, por último, se elimina el beneficio tributario para viviendas cuyo valor de construcción más terreno sea mayor o igual a 3.000 UF, tramo sobre el cual durante la anterior vigencia de la ley, prácticamente no se utilizó el beneficio.

c. Monto del crédito.

El monto del crédito por vivienda se determinará de acuerdo a una nueva escala contenida en la ley, que otorga un mayor porcentaje de franquicia a las viviendas de menor valor. Además, el beneficio disminuirá decrecientemente, de manera consistente con la mayor maduración que se espera vaya logrando el mercado de sistemas solares térmicos para calentamiento de agua sanitaria.

d. Modificación de las obligaciones del propietario primer vendedor.

La inspección gratuita que debía solventar el propietario primer vendedor de la vivienda a solicitud del actual propietario de la vivienda, quien podía requerirlo dentro del periodo de un año contado desde la recepción municipal definitiva de la misma, se sustituye por la obligación del propietario primer vendedor, de contratar la mantención a los equipos e instalaciones que correspondan de acuerdo a las directrices del proveedor del equipamiento, durante un período de 5 años.

Lo anterior en concordancia con mantener la disposición consistente en que el propietario primer vendedor deberá responder, durante el plazo de cinco años, por las fallas o defectos del sistema solar térmico, de sus componentes y de su correcto funcionamiento, de conformidad a lo establecido en la Ley General de Urbanismo y Construcciones.

Además, con esta disposición se espera que los sistemas apoyados por medio de esta Ley se mantengan en condiciones óptimas durante el periodo mínimo que permite recuperar, mediante el ahorro en combustibles, la inversión social que el Estado hará en ellos.

e. Nuevas facultades que se otorgan a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Se amplían las facultades de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles para establecer y administrar un registro de los colectores solares térmicos y depósitos acumuladores que permitan acceder al beneficio tributario y al subsidio directo para financiar la instalación de paneles solares térmicos en viviendas nuevas subsidiadas por el Estado.

Así también, se agregan dentro de sus facultades, la posibilidad de sancionar a empresas constructoras que hubieren instalado paneles solares térmicos que fueron objeto de un subsidio directo complementario al subsidio habitacional.

2. Modificación del artículo 34 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos, cuyo texto refundido y sistematizado fue fijado por el decreto con fuerza de ley N° 4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

Se extiende lo preceptuado en el artículo 34 de la ley General de Servicios Eléctricos, al concesionario de un proyecto de generación de energías renovables no convencionales, así como a sus líneas de transmisión y caminos de acceso, en conformidad con el procedimiento concesional establecido en el decreto ley N° 1.939 del Ministerio de Tierras y Colonización, de 1977, para que pueda hacer uso de la facultad de caucionar para dejar sin efecto la orden de paralización o suspensión de obras en el contexto de un juicio posesorio sumario a los que se refiere el título IV del Libro III del Código de Procedimiento Civil.

3. Modificación del artículo 2° del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, del Ministerio de Minería, del año 1986, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado de la ley N° 9.618, que crea la Empresa Nacional del Petróleo.

Se establece una habilitación para que la Empresa pueda participar a través de sociedades, con determinados requisitos de cumplimiento de uso y responsabilidad de endeudamiento y compromiso fiscal, en actividades relacionadas con la generación de energía eléctrica y transporte necesario para conexión a un sistema eléctrico, así como todas las actividades comerciales e industriales relacionadas o necesarias para dicha participación.

Además, se contempla una habilitación para que la empresa pueda desarrollar proyectos en su etapa de previa de construcción, sin la limitación respecto a la participación societaria”.

2.3.8 Ley 19.657 sobre concesiones de energía geotérmica.

La normativa regula la energía geotérmica; las concesiones y licitaciones para la exploración o la explotación de energía geotérmica; servidumbres; condiciones de seguridad que deban adoptarse y relaciones entre las partes interesadas (empresas y estado). Procedimiento que faculta a toda persona natural chilena y a toda persona jurídica constituida de acuerdo a las leyes chilenas a solicitar una concesión de energía geotérmica y a participar en una licitación pública para el otorgamiento de tal concesión. El Ministerio de Energía otorga concesiones de exploración o explotación de Energía Geotérmica, ya sea tramitando solicitudes directas o a través de llamados a licitación pública.

La concesión de exploración faculta al interesado para realizar un conjunto de operaciones, cuyo objetivo es determinar la potencialidad de la energía geotérmica, considerando entre ellas la perforación y medición de pozos de gradiente y los pozos exploratorios profundos. En consecuencia, la concesión de exploración confiere el derecho a realizar los estudios, mediciones y demás investigaciones destinadas a determinar la existencia de fuentes de recursos

geotérmicos, sus características físicas y químicas, su extensión geográfica y sus aptitudes y condiciones para su aprovechamiento.

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

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

Esta ley, promulgada el 22 de enero de 2015, permite introducir elementos para orientar o guiar los procesos, generando a la vez señales de tecnologías y plazos a los oferentes. Por lo tanto, permitiría privilegiar tecnologías ERNC en próximas licitaciones.

La Ley exige la elaboración de un Informe de Licitaciones como etapa previa a las bases de licitación, el cual ya fue publicado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) en su versión preliminar y se encuentra en etapa de observaciones.

Un aspecto de la licitación 2015 que deberá ser definido por la autoridad, es la política de incentivos a la contratación de energías renovables no convencionales (ERNC). En el proceso de licitación 2013/03 segundo llamado, que se llevó a cabo el mes de diciembre de 2014, la CNE introdujo bloques de suministro horarios como una medida para facilitar ofertas de tecnologías ERNC intermitentes⁴⁸. Dicho proceso resulto exitoso obteniéndose un precio promedio de 108 US\$/MWh.

2.3.10 Resolución exenta 1278. Establece Normas para la implementación de la ley 20.257.

Mediante esta norma se establecen las condiciones que debe cumplir el registro público único que deben llevar los centros de despacho económico de carga de los sistemas eléctricos del Norte Grande y Central, con todos los antecedentes que permitan verificar el cumplimiento de la Ley por parte de cada una de las empresas sujetas a la obligación. Entre éstos debe haber un catastro de los medios de generación renovables no convencionales válidos para acreditar el cumplimiento de la norma, su producción de energía, la magnitud de la obligación contemplada en la Ley, los traspasos entre empresas de excedentes de cumplimiento de la obligación permitidos por la regulación y los cargos por incumplimiento que deben cancelar las empresas, si los hubiere.

⁴⁸SYSTEP, 2015, Reporte Mensual Sector Eléctrico. Volúmen 8 (n° 3), marzo 2015. pp 2.

Como una forma de facilitar el seguimiento del cumplimiento de la Ley se establece que el registro debe ser actualizado mensualmente, sin perjuicio que la verificación de este cumplimiento se realice al término de cada año calendario.

La norma también fija los protocolos para verificar los contratos de suministro de energía que están afectos a la obligación, los procedimientos para la comprobación del cumplimiento de la obligación, los requisitos de los medios de generación no convencionales que utilizan energías renovables y la forma de contabilizar los distintos mecanismos de flexibilización contemplados en la Ley. Entre estos últimos, se encuentran la posibilidad de utilizar energía renovable no convencional generada el año previo al que define la obligación, la posibilidad de postergar hasta en un año parte de la obligación generada en un año determinado y los traspasos de excedentes de cumplimiento producidos en un año dado, así como las empresas entre las cuales se pueden realizar estos traspasos.

En Chile no se realizan licitaciones específicas para espectros que sean cubiertos mediante energía eléctrica generada con medios ERNC. Por lo tanto, el Sistema Chileno sería un Renewable Portfolio System (RPS) incompleto. La existencia de los Certificados de Energía Renovable (en adelante, CER) se deduce de un par de incisos del Artículo 150 bis. Se esperaba que esta situación fuese resuelta mediante la vía reglamentaria, lo cual tampoco se dio con la Resolución Exenta 1278. Lo anterior es un elemento desconcertante (y parte de

las razones por las que tenemos que deducir que el modelo chileno es un RPS), puesto que la base de un Sistema de Cuotas es acreditar el cumplimiento de la misma, en este caso mediante CER, los cuales son valores transables. El hecho que los CER no han sido regulados se traduce en que no hay claridad sobre qué autoridad fiscaliza la emisión y transacción de los mismos, su tributación, entre otros factores. En la práctica esto queda entregado por defecto a los CDEC, como a los acuerdos directos que se logren entre los obligados excedentarios y deficitarios, por lo que el sistema es menos transparente, lo cual se puede evitar si se transaran en una bolsa. Se puede argumentar que el hecho que no se hayan regulado, se debe a que contamos con los CDEC, organismos en que la información de la energía inyectada es pública y transparente, por lo cual no sería tan grave.

2.3.11 Decreto 244, enero 2006, “Reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación establecidos en la ley general de servicios eléctricos”.

La Ley N° 19.940, incorporó al DFL N°1, Ley General de Servicios Eléctricos el artículo 71°-7, que regula los Medios de Generación cuya fuente sea no convencional y sus excedentes de potencia suministradas al sistema sean inferiores a 20.000 kilowatts "Medios de Generación no Convencionales" o "MGNC"). El artículo 91° de la Ley, ordena reglamentar el procedimiento para la

determinación de precios y los mecanismos de estabilización de precios, aplicables a la energía inyectada por medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico no superen los 9.000 kilowatts.

Este decreto establece algunos términos que es necesario comprender para la aplicación de otras leyes y decretos:

- PMGD (pequeños medios de generación distribuidos, < 9 [MW]).
- PMG (pequeños medianos de generación, < 9 [MW]).
- MGNC (medios de generación no convencional, < 20 [MW]).
- Establece dos modalidades de precio de venta de energía y potencia: costo marginal o precio de nudo.

2.3.12 Resolución exenta 370 aprueba texto refundido del reglamento del subsidio para viabilizar líneas de transmisión para proyectos ERNC.

La Resolución exenta 370 ejecuta el Acuerdo de Consejo N° 2.541, de 5 de marzo de 2009, que creó un subsidio para líneas de transmisión eléctrica, cuyo objetivo es viabilizar proyectos de líneas de transmisión y facilitar el acceso a los sistemas de transmisión troncal desde proyectos de generación eléctrica a partir de fuentes de energías renovables no convencionales.

Establece un subsidio para líneas de transmisión adicionales destinadas a dar conexión al SIC o SING a proyectos de generación ERNC. El subsidio opera en caso de una demanda menor a la proyectada, reduciendo el riesgo de la inversión. Con el objeto de favorecer la asociatividad, el transmisor que postule al subsidio deberá dar conexión a al menos tres proyectos ERNC. El monto del subsidio tiene un tope de 18.000 UF anuales (del orden de 700.000 US\$), y aplica entre los años 6 y 10 de la operación de la línea.

CAPÍTULO III: LA JUDICIALIZACIÓN DE PROYECTOS ENERGÉTICOS EN CHILE. CAUSAS Y ANÁLISIS DE CASOS EMBLEMÁTICOS.

Sin duda el sector energético, junto con el minero, son los que generan la mayor parte de los conflictos socioambientales en el país. De acuerdo al “Mapa de Conflictos Socioambientales en Chile”, publicado el año 2012 por el Instituto Nacional de Derechos Humanos⁴⁹, en el país existen 97 conflictos socioambientales de los cuales 40 corresponden a proyectos del sector energético, y 33 del minero. Durante los últimos años han surgido conflictos socioambientales desde proyectos que utilizarán fuentes energéticas renovables no convencionales. Entonces cabe hacerse la pregunta ¿Cuáles son las causas de la judicialización de proyectos ERNC en Chile?. Este fenómeno, si bien es nuevo en Chile, no lo es a nivel mundial.

En este capítulo trataremos de explicar las principales razones que en nuestra opinión, están incidiendo en que hoy exista una gran cantidad de proyectos energéticos paralizados por recursos interpuestos en tribunales, e insistiremos en la hipótesis de este trabajo, al sostener que es la falta de un rol más activo del Estado, en materia energética, mediante herramientas de ordenamiento

⁴⁹INSTITUTO NACIONAL de Derechos Humanos, Mapa de Conflictos Ambientales en Chile. Diciembre 2012 [En línea]
<<http://bibliotecadigital.indh.cl/bitstream/handle/123456789/478/mapa-conflictos.pdf?sequence=4> > [consulta: 02 de marzo de 2015].

territorial, participación ciudadana, y la ausencia de una regulación adecuada, resultan elementos determinantes al momento de analizar los problemas que posee hoy nuestra matriz energética. La postura que sostendremos en este trabajo, es que la judicialización de los proyectos energéticos, incluso los ERNC, son reflejo del colapso del actual modelo energético que posee el país.

Resulta necesario, antes de revisar la jurisprudencia propuesta, detenernos brevísimamente en algunos conceptos y/o herramientas jurídicas, como lo son: la justicia ambiental, institucionalidad ambiental, el Convenio 169 de la OIT, asociatividad y stakeholders, que, vaya la salvedad, si bien exceden con creces el objeto de este trabajo, nos permitirán una aproximación a las principales causas de la judicialización de proyectos energéticos en Chile.

3.1 Aproximación a las causas de la judicialización de los proyectos energéticos en Chile

Del total de proyectos aprobados en el período 1993-2014 hasta octubre, se han aprobado, como Estudios de Impacto Ambiental (EIA), un total de 672 proyectos. De éstos, 295 proyectos corresponden a inversiones en energía (155 proyectos) o minería (140 proyectos) y que consideran impactos referidos al artículo 11 de

la Ley 19.300. El estudio da cuenta de la escasa o nula presencia de mecanismos de compensación. En general, este tipo de mecanismos no fueron presentados por los titulares de los proyectos, sino que incluidos en el proceso de evaluación producto de las observaciones realizadas por los servicios públicos. Por lo tanto, no involucraron participación directa de las comunidades en su diseño o definición⁵⁰.

Las Energías Renovables no Convencionales presentan entre sus ventajas, su bastante menor tasa de conflictividad respecto de las fuentes fósiles. Sin embargo, en la experiencia internacional, su desarrollo también encuentra oposición y no es inmune a los conflictos sociales. Si bien en Chile la oposición a proyectos ERNC no es del todo preocupante por el momento, hay indicios de que el fenómeno está comenzando a tomar cuerpo en el país.

Un ejemplo de lo anterior es el caso de las exploraciones de energía geotérmica en los geiseres El Tatio, cuando un accidente despertó el malestar de la comunidad y dejó de manifiesto la insensatez de llevar a cabo un proyecto de esa naturaleza en uno de los lugares más turísticos de Chile. Otro corresponde al proyecto Parque Eólico en la Isla Grande de Chiloé, el que sufrió un traspie ante la justicia al considerarse que no debió someterse al Sistema de Evaluación de

⁵⁰ CHILE SUSTENTABLE, Análisis de mecanismos compensatorios implementados en Chile para proyectos energéticos y mineros: SEIA 1993-2014, Diciembre, 2014.

Impacto Ambiental (SEIA) a través de una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) sino que a través de un Estudio de Impacto Ambiental (EIA), ya que no se había asegurado la debida consulta a los pueblos originarios del lugar. Asumiendo que las barreras de entrada que actualmente enfrentan los proyectos ERNC en Chile se irán despejando, éstos proliferarán alcanzando mayores cuotas del mercado eléctrico. Sin embargo, la experiencia internacional indica que es muy probable que esta propagación traerá consigo un aumento de los conflictos socio-ambientales asociados a los mismos proyectos.

De este modo, para que el avance de la electricidad ERNC en Chile se concrete, no basta con la implementación de instrumentos de política que aborden las barreras de entrada de tipo regulatorio y financiero. También requiere de procedimientos que permitan resolver los conflictos asociados a la oposición local que los proyectos ERNC suscitan, en Chile existe un gran déficit en este aspecto. Para lo anterior es conveniente comprender que, gran parte del origen de estos conflictos, proviene de la desigual distribución geográfica de los beneficios y costos de un proyecto de estas características. Si bien éste presenta importantes beneficios ambientales y energéticos para una gran población geográficamente dispersa, también significa una concentración importante de costos económicos, sociales y ambientales para la comunidad que lo alberga. Así, a pesar que desde una perspectiva nacional, emplazar un proyecto ERNC es un avance, desde un punto de vista local puede convertirse en una carga o un retroceso social. Ante este escenario, la justicia ambiental permite hacer frente a estos problemas

dentro de un marco que contemple tanto los efectos distributivos de los impactos ambientales como las necesidades de participación y de reconocimiento de las comunidades afectadas. Bajo este punto de vista, los proyectos ERNC, al igual que los convencionales, deben, no sólo convencer acerca de sus bondades ambientales, técnicas e incluso económicas, sino, además, someterse a las exigencias sociales para superar el denominado test de justicia ambiental. Por justicia ambiental se entiende, grosso modo, la distribución equitativa de las cargas y beneficios ambientales entre todas las personas de la sociedad, considerando en dicha distribución el reconocimiento de la situación comunitaria y de las capacidades de tales personas y su participación en la adopción de las decisiones que los afectan. Sin embargo, es necesario aclarar que la justicia ambiental va más allá de la necesidad de distribuir las cargas ambientales, pues lo que exige, en el fondo, es que estas cargas no se impongan en niveles intolerables. En otras palabras, como señala Hill (2009:4), “lo que está últimamente en juego en el debate de la justicia ambiental es la calidad de vida de las personas. El objetivo es misma o igual protección, no igual contaminación”. La distribución de las cargas ambientales, así como de los beneficios que el medio ambiente brinda, constituyen, en realidad, es una materia a dilucidar, propia de lo que se entiende por “justicia distributiva”. Esta pregunta tiene cada vez más relevancia en la medida que los bienes ambientales son más escasos y las posibilidades de cargas e impactos sobre los mismos son, por otro lado, cada vez mayores. Junto al elemento distributivo, la justicia ambiental presta también

particular atención a la justicia participativa, la que está dirigida a garantizar que las consecuencias de una determinada actividad sean el resultado de la participación deliberativa de todos los afectados por ella. Por lo tanto, mientras el déficit distributivo de las cargas y beneficios es una consecuencia, la participación es un problema previo que podría estar entre las causas de la futura discriminación, si no se tuvo debidamente en cuenta. El desafío institucional en esta materia es enorme para Chile, principalmente debido a que el marco normativo ambiental, que regula tanto los proyectos de electricidad ERNC como el resto de los proyectos ambientalmente significativos, no se hace cargo de estos aspectos. La normativa ambiental en Chile ha avanzado progresivamente a lo largo de las dos últimas décadas, sin embargo, las consideraciones distributivas, y, en menor medida, también las participativas, no se encuentran debidamente consagradas y aseguradas. De acuerdo con la Ley 19.300, sobre Bases Generales del Medio Ambiente, todo proyecto enumerado en el artículo 10 de la Ley debe necesariamente someterse al SEIA, mediante una declaración de impacto ambiental (DIA) o a través de un estudio de impacto ambiental (EIA). Por regla general, el SEIA aprobará el proyecto sujeto a medidas de mitigación y compensación ambiental que determine la autoridad. Sin embargo, una vez mitigados y compensados los impactos ambientales, hay escasa consideración acerca de la distribución de los mismos, los que frecuentemente recaen en su mayoría en las comunidades más pobres y vulnerables. En este sentido, parece apropiado revisar el SEIA, de manera que sea posible incorporar de manera

explícita la equidad en la distribución de las cargas y beneficios ambientales. Fuera del marco regulatorio ambiental general, aquel que regula las ERNC tampoco contiene exigencias dirigidas a obtener resultados justos desde el punto de vista socio-ambiental. La Ley 20.257, que promueve el uso de ERNC mediante un sistema de cuotas, si bien supuso un salto en la materia, no se ocupa de cuestiones distributivas. Puede ser que no sea ése el cuerpo legal adecuado de hacerlo, pero en los hechos ocurre que los proyectos de ERNC han comenzado a enfrentar también la oposición de las comunidades afectadas, ya sea por la competencia por el uso del suelo, o por desoír las demandas de comunidades aledañas, en particular las comunidades indígenas.

Para suplir estas falencias, tanto para los proyectos ERNC como para los tradicionales, un instrumento que podría ser de mucha utilidad es la Evaluación Ambiental Estratégica (EAE). La EAE consiste en “aplicar los principios de la Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) a políticas gubernamentales (ambientales y no ambientales), planes (sectoriales y territoriales) y programas de acción” (Clark, 1997: 1), de modo de evaluar ambientalmente actividades que se sitúan por sobre el nivel de proyectos individuales de inversión. En efecto, la sumisión de políticas, planes y programas energéticos a una EAE puede impedir la generación de impactos ambientales inequitativos al velar “por la participación y

el reconocimiento de la situación particular de ciertas comunidades”⁵¹. Más específicamente, la EAE puede hacerse cargo de la justicia ambiental del sector eléctrico por medio de la evaluación de políticas, planes y programas energéticos que “generen riesgos o impactos sobre comunidades que constituyen minorías étnicas y sobre comunidades de bajos ingresos” y que “impliquen la concentración de actividades contaminantes en una zona determinada”⁵². A pesar que en la Ley 19.300 la EAE es un instrumento de gestión ambiental obligatorio sólo para las materias relacionadas con los planes de ordenamiento territorial, el Presidente de la República puede, a instancia del Consejo de Ministros para la Sustentabilidad, someter cualquier política o plan de carácter normativo a una EAE.

3.2 Casos emblemáticos de Judicialización en el sector energético

Me ha parecido relevante para este estudio, incluir el análisis de algunos casos de judicialización de proyectos que pretenden generar energía con medios renovables no convencionales. Los casos de estudio ERNC son: Parque Eólico

⁵¹ HERVÉ, D. 2010a. Noción y elementos de la justicia ambiental: Directrices para su aplicación en la planificación territorial y en la evaluación ambiental estratégica. *Revista de Derecho (Valdivia)* 23(1): pp 33.

⁵²HERVÉ, D. 2010a. Ob. cit., pp 34.

Chiloé, Geotérmica en los geiseres El Tatio, Minicentral Cayucupil, Biomasa Tagua Tagua. Además he querido incluir algunos casos de judicialización emblemáticos, que también sirven para ejemplificar el colapso del modelo energético que ha tenido el país en las últimas décadas, cuyas razones y consecuencias se han analizado a lo largo del presente trabajo. Los casos escogidos son: Barrancones, Castilla, Hidroaysén y Río Cuervo.

3.2.1 Caso Parque Eólico Chiloé

El proyecto Parque Eólico Chiloé consiste en la construcción y operación de 56 aerogeneradores de 2 MW, permitiendo generar 112 MW de energía eléctrica. El proyecto adicionalmente contempla la construcción de caminos de servicio, líneas de transmisión subterránea y una subestación eléctrica. El área de emplazamiento del proyecto se encuentra en la Isla de Chiloé, Comuna de Ancud, zona de Mar Brava. Contemplando una superficie de 1.000 hectáreas aproximadamente.

Se critica el emplazamiento del proyecto, resulta que la zona tiene la mayor concentración de ballena azul del hemisferio sur, especie en peligro de extinción⁵³, y su posible impacto sobre área protegida de Puñihuil, el impacto del Parque Eólico sobre las Aves Migratorias, el Impacto del Ruido sobre los Pescadores Artesanales.

En agosto de 2011, la Comisión Evaluadora Ambiental de Los Lagos aprobó de manera unánime, el proyecto de energía eólica de la empresa chileno-sueca Ecopower. La votación fue unánime, a pesar de los argumentos esgrimidos por representantes vecinales, de comunidades indígenas, de la pesca artesanal, de sindicatos de productores y exportadores de machas, de ONG ambientales y de microempresarios del turismo, que pedían la reubicación de la iniciativa para minimizar sus efectos.

Representantes de los habitantes de Chiloé señalaron que en el lugar en que se emplazará el proyecto hay una gran concentración de especies, como aves migratorias en peligro de extinción. Además, existen sitios arqueológicos, algunos de más de seis mil años de antigüedad, y tres comunidades indígenas

⁵³ SOHR Raúl, 2012, Chile a ciegas. La triste realidad de nuestro modelo energético. Primera edición, mayo de 2012, pp 102.

huilliches y lafquenches aledañas, quienes apelarán por su derecho a consulta establecido en el convenio 169 de la OIT, puesto que sólo hubo reuniones informativas y no consultivas.

Tras la aprobación del proyecto, comunidades y organizaciones ambientalistas anunciaron la presentación de un recurso de protección en contra de la Comisión de Evaluación de Los Lagos, que aprobó el proyecto. En agosto del 2011 la comunidad indígena Antu Lafquén de Huentetique, acompañados por el Diputado Fidel Espinoza, presentaron un recurso de protección en la Corte de Apelaciones de Puerto Montt para paralizar el proyecto y relocalizarlo. En octubre, la corte falló en contra de los demandantes.

En diciembre de 2011, Dirigentes del Centro de Conservación Cetácea y de Ecoceanos, con la firma de más de 40 científicos internacionales, entregaron en La Moneda una declaración dirigida al Presidente Sebastián Piñera para que detenga el proyecto de construcción de un parque eólico en Ancud, zona costera de la Isla Chiloé, que afectaría a las ballenas azules que viven en esa zona.

El 22 de marzo de 2012, la Corte Suprema acogió el recurso de protección (Rol:10.090-2011) interpuesto por una comunidad Huilliche en contra de la resolución que calificó favorablemente la declaración de impacto ambiental del

Parque Eólico, revocándola. El fallo determinó que hubo actuar arbitrario de la Comisión de Evaluación Ambiental Regional al no realizar una consulta a la comunidad indígena Antu Lafquen, de Huentetique, de acuerdo al Convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo (OIT). La sentencia en su considerando octavo establece la insuficiencia de ciertas reuniones informativas para satisfacer el estándar de consulta consagrada en el Convenio 169 de la OIT “Que las instancias de participación que se aducen en la ADENDA N°2, consistentes en reuniones voluntarias de acercamiento e información con la comunidad respecto de los alcances del proyecto, distan de satisfacer las especiales características que posee la consulta cuya omisión se reprocha, por cuanto el desplegar información no constituye un acto de consulta a los afectados, pues éstos, en ese escenario, no tienen posibilidades reales de influir en la implementación, ubicación y desarrollo del proyecto, con el objeto de brindar la protección de sus derechos y garantizar el respeto en su integridad”. Luego la sentencia en su considerando noveno, establece la falta de fundamentación de los actos administrativos, y la igualdad ante la ley como los derechos vulnerados en la Resolución de Calificación ambiental que aprobó el proyecto “Que tal proceder deviene en que la Resolución de Calificación Ambiental impugnada, incumple la obligación de fundamentación de los actos administrativos, porque no es fruto de un claro proceso de consulta en el que se hayan tenido en cuenta las opiniones respecto de la utilización de las tierras indígenas de las comunidades originarias interesadas.

Tal carencia torna ilegal la decisión al faltar a un deber de consulta que correspondía acatar la autoridad por imperativo legal, proceder que lesiona la garantía de igualdad ante la ley, porque al no aplicarse la consulta que el Convenio dispone, niega trato de iguales a dichas comunidades indígenas”.

De acuerdo a esto, la Corte Suprema resolvió, que el proyecto ‘Parque Eólico Chiloé’ deberá someterse a un Estudio de Impacto Ambiental, cuyo procedimiento de participación ciudadana, previsto en los artículos 26 a 31 de la Ley N° 19.300, se rija por los estándares del Convenio N° 169 sobre Pueblos Indígenas y Tribales.

El 20 de mayo de 2013 el proyecto Parque Eólico Chiloé fue reingresado al Sistema de Evaluación Ambiental. Ahora consistente en el montaje y operación de un parque eólico de 42 aerogeneradores de 2,4 MW o configuración equivalente, subestaciones eléctricas y una línea de transmisión de 28,1 km que lo conecta al Sistema Interconectado Central (SIC). La capacidad total instalada del proyecto es de 100,8 MW. La Línea de Transmisión eléctrica es de 220 kV de simple circuito de una longitud total de 28,1 km, una faja de servidumbre de 40 metros de ancho, la cual será construida en dos fase. Este proyecto había

comenzado con el proceso de participación ciudadana, sin embargo, fue desistido y retirado del SEIA el 17 de julio de 2013.

El 29 de noviembre de 2013, se reingresa el proyecto al Sistema de Evaluación ambiental, con características similares al proyecto presentado en mayo del mismo año. El proceso de participación ciudadana se cerró el 11 de marzo de 2014. El plazo para la evaluación del proyecto vence el 11 de mayo de 2015.

3.2.2 Caso geotérmica en los geiseres El Tatio

En agosto de 2007 ingresó al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental el proyecto denominado “Perforación Geotérmica Profunda El Tatio, Fase I”, presentado por la empresa Geotérmica del Norte S.A.

Durante la evaluación ambiental se realizaron procesos de participación ciudadana en Toconce, Caspana, Calama y San Pedro de Atacama, cuyos resultados mostraron el rechazo de las comunidades al proyecto y revelaron la omisión de antecedentes relevantes en el estudio presentado por la empresa, sobre todo en materia de los efectos que las perforaciones podrían generar en la migración de animales y el comportamiento de los acuíferos. El 3 de julio de 2008 el proyecto fue aprobado, a pesar del rechazo y las constantes manifestaciones

de las comunidades indígenas, que reclamaban la destrucción de su tierra sagrada.

En septiembre de 2009 se produce la rotura de una antigua tubería, provocando una emanación de vapor y agua de 60 metros de altura en los géiseres del Tatio, lo que generó gran preocupación en las autoridades de la Región de Antofagasta y a nivel nacional por el posible daño ambiental y la afectación del turismo. Ante el hecho, se organizó la iniciativa “Salvemos el Tatio” para exigir la paralización de la exploración geotérmica. Finalmente, la Comisión Regional de Medio Ambiente (COREMA) ordenó la suspensión de las faenas de exploración a la Empresa Geotérmica del Norte, responsable de la fuga de vapor de los géiseres del Tatio. Al respecto, si bien se abandonaron las faenas, la empresa GDN –parte del consorcio ha manifestado la intención de persistir más adelante en el proyecto⁵⁴.

3.3.3 Caso Minicentral Cayucupil

⁵⁴INDH, Mapa de Conflictos Ambientales en Chile. Diciembre 2012 [En línea] <<http://bibliotecadigital.indh.cl/bitstream/handle/123456789/478/mapa-conflictos.pdf?sequence=4> > [consulta: 02 de marzo de 2015], pp 21.

Ubicado en la comuna de Cañete, en la Región de Bío-Bío. La sociedad Hidroeléctrica Cayucupil ingresó el 08 de junio de 2009, al sistema de evaluación de impacto ambiental el proyecto Mini Central Cayucupil, consiste en la construcción y operación de una mini central hidroeléctrica de pasada, que captará las aguas del río Cayucupil, usando un caudal máximo de diseño de 3,5 m³ /s. Tendrá un canal de aducción, de aproximadamente 2.835 m, con una altura de carga de 235 m y desarrollará una potencia de 6 MW mediante la utilización de 2 turbinas Pelton de 3 MW cada una⁵⁵. Cabe destacar que esta la Central Cayucupil, acogiéndose a la ley 19.940, se conectará al sistema de distribución existente en la zona, siendo clasificada según la ley como Pequeño Medio de Generación Distribuido o PMGD. Para poder evacuar la producción de la central, indica la DIA, se requerirá realizar un refuerzo de la línea de distribución cercana al proyecto en, al menos, un tramo de 14 kilómetros, hasta llegar al pueblo de Cañete, localidad abastecida por la empresa distribuidora Frontel. Dicho refuerzo, como lo contempla la legislación vigente, deberá ser ejecutado por la empresa distribuidora y, al tratarse de una línea de distribución, no requiere ingresar al sistema de evaluación de impacto ambiental.

⁵⁵ SEIA, Resolución de Calificación Ambiental. [En línea] <http://seia.sea.gob.cl/archivos/RCA-147-Cayucupil.PDF> [consulta 02 de marzo de 2015].

El proyecto fue evaluado favorablemente por Declaración de Impacto Ambiental, mediante la calificación de evaluación ambiental de fecha 28 de julio de 2010, que estableció “no amerita presentar un Estudio de Impacto Ambiental en virtud que no se generan los efectos, características y circunstancias establecidas en el artículo 11 de la Ley N°19.300”. Contra esta resolución, con fecha 16 de agosto de 2010, la Ilustre Municipalidad de Cañete, dedujo recurso de reposición y jerárquico en subsidio en contra de la resolución antes indicada.

Mediante Resolución Exenta N° 25, de 30 de noviembre de 2010, la Comisión de Evaluación de la Región del Bío Bío resolvió no admitir a trámite la reposición referida, atendido que la Ilustre Municipalidad de Cañete carece de legitimación activa al efecto, ordenando en consecuencia que los antecedentes sean elevados a la Dirección Ejecutiva del Sistema de evaluación Ambiental, para la resolución del recurso jerárquico, la que con fecha 21 de diciembre de 2010 tampoco admitió.

Posteriormente diversos particulares interpusieron un Recurso de Protección, por considerar que al aprobarse la RCA N° 147 de la COREMA del Bio Bio, sin consultarle a las comunidades mapuche y a la recurrente, se vulneran el concepto de propiedad en el marco de la Ley Indígena y del Convenio N° 169 de la OIT, que es más amplio. Así, se afectan territorios, que desde tiempos inmemoriales

son utilizados por los mapuches, en este caso para el desarrollo de una serie de actividades de enorme significación, como lo es el uso de laboratorio medicinal. Culmina, pidiendo que se declare ilegal y arbitraria la Resolución Exenta N° 147 de 28 de julio de 2010, y en consecuencia se la deje sin efecto, ordenando a la autoridad ambiental realizar las consultas pertinentes a las comunidades mapuches a través de un Estudio de Impacto Ambiental. La sentencia de la Corte de apelaciones de Concepción, estableció en su considerando 4^o⁵⁶:

“...el artículo 10 letra c) de la Ley N° 19.300, dispone que los proyectos de centrales generadoras de energía mayores a 3 MW, deben someterse al Sistema de Evaluación Ambiental diseñado por el citado cuerpo legal. En el caso del proyecto de Mini-Central Hidroeléctrica Cayucupil, este desarrollará una potencia de 6 MW mediante utilización de 2 turbinas Pelton de 3 MW cada una (fojas 4 de la Resolución Exenta agregada al proceso), lo que la obliga a cumplir con las exigencias de la mencionada ley, ciñéndose al procedimiento de Declaración de Impacto Ambiental, atendido a que el proyecto no generaba algunos de los efectos, características o circunstancias indicados en el artículo 11 de la Ley 19.300, caso en el cual debería someterse al sistema de Estudio de Impacto Ambiental”.

Luego, la Corte reflexiona sobre la colisión de derechos entre la Convención 169 de la OIT y la ley 19.300, específicamente para el caso en comento su artículo 10. Así el considerando noveno establece:

“la aparición de un nuevo texto normativo no conlleva la primacía del mismo sobre el resto del ordenamiento jurídico, toda vez que habría que situarlo dentro del modelo sistémico que adopta nuestra organización jurídica. En la especie, de estimar que el Convenio 169 consigna un derecho de rango constitucional, ello no lo exime de someterse al método de resolución de colisión de los derechos que nuestro ordenamiento jurídico contempla. Para ello se puede acudir a un mecanismo de amparo constitucional, de carácter cautelar y urgente en el caso de que el derecho sea de naturaleza indiscutida o indubitado o, en su caso, recurrir al remedio procesal común, que es el juicio de lato conocimiento el cual

⁵⁶CHILE. Corte de apelaciones de Concepción, Rol 401-2010.

determinará cual derecho prevalecerá después de oír y recibir las pruebas aportadas por las partes del juicio”.

Finalmente para fundamentar su rechazo al recurso incoado, el fallo en su considerando 10° estableció:

“Que, en este sentido, estimar que la consulta a que hace alusión el Convenio N° 169, es un requisito exigible a la Declaración de Impacto Ambiental, alude a una interpretación de la naturaleza de la Resolución Exenta que se impugna, esto es, decidir si corresponde a una "medida legislativa o administrativa" y, también si ella "afecta directamente a los pueblos indígenas". Estas cuestiones exceden largamente la finalidad de este procedimiento de urgencia, en que no se contempla un sistema probatorio sujeto a la contradicción de los interesados, para decidir un conflicto satisfaciendo el estándar de un proceso racional y justo”.

De acuerdo a información disponible por la Comisión Nacional de Energía en su publicación “Unidades Generadoras de Energía a marzo de 2015” la minicentral Cayucupil aún no se encuentra en funcionamiento.

3.3.4 Caso Tagua Tagua

Consortio Energético Nacional S.A., (CEN) contempla la instalación de una Central de Energía Renovable No Convencional en la comuna de Pichidegua, con una capacidad de generación de 35 MW, utilizando Fibromix (mezcla de virutas de madera seca y guano de ave) como combustible principal, y biomasa forestal y/o agrícola como combustible secundario (en proporciones que podrán variar entre un 90 a un 100% de Fibromix y un máximo de un 10% de biomasa

forestal y/o agrícola), siendo una clara alternativa a las quemas agrícolas del sector.

En la actualidad, aproximadamente el 15% del Fibromix generado por la industria de crianza de aves de carne es utilizado como complemento de alimentación animal y el 85% restante como fertilizante o abono agrícola. En este último caso, y dado que la aplicación de fertilizantes es estacional, el producto debe ser acopiado por los agricultores que lo utilizan sobre una superficie impermeable y tapada con plástico, por períodos promedio 6 meses, con el consiguiente impacto ambiental, producto de la generación de olores y gas metano y proliferación de vectores, en caso de que el material no sea adecuadamente manejado.

El proyecto consta de la instalación de una caldera de poder, consistente en una caldera acuotubular, la que producirá 130 ton/h de vapor a 85 bar(a) de presión y 520° C de temperatura, suministrando vapor a una turbina en cantidades suficientes como para producir energía eléctrica con una potencia de hasta 35 MW mediante un generador.

La empresa considera que el proyecto contribuye al desarrollo sustentable del país y a la reducción de las emisiones de Gases Efecto Invernadero, y que para su viabilidad requiere de los ingresos provenientes de la comercialización de Certificados de Reducción de Emisiones (CER's), por lo que ha planteado que solicitará su registro ante la Junta Ejecutiva del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL).

El 9 de enero de 2012, la directora regional (s) del SEA procedió a dictar el Informe Consolidado de Evaluación (ICE) el que, entre otras cosas, recomendaba a la Comisión de Evaluación aprobar la DIA y, por ende, el proyecto. El 16 de enero de 2012, la Comisión de Evaluación de la Región de O'Higgins dictó la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) que calificó desfavorablemente el Proyecto Central ERNC Tagua Tagua. (Res. Ex. N°12-2013) El 22 de febrero de 2012, el Consorcio Energético Nacional S.A. interpuso una reclamación ante el Director Ejecutivo del SEA, contra la RCA negativa. El 5 de marzo de 2013, el director ejecutivo del SEA rechaza dicha reclamación. (Res. Ex. N°0201-2013). El 22 de abril de 2013, Consorcio Energético Nacional S.A. interpuso ante el Tribunal Ambiental una reclamación contra la resolución que rechazó el alegato de la empresa, la que fue admitida a trámite el 29 de abril de 2013, caratulándose con el rol R-02-2013. El 20 de mayo de 2013, el Director Ejecutivo del SEA evacuó su informe, quedando la causa en relación y fijándose fecha para su vista.

En el transcurso del procedimiento ante el Tribunal Ambiental hubo tres interesados en hacerse parte como terceros coadyuvantes: la Municipalidad de Pichidegua, el Comité de Defensa del Medio Ambiente Pichidegua e Inversiones las Flores Limitada, siendo admitidos como tales los dos primeros.

El 3 de julio de 2013, se llevaron a cabo los alegatos de la causa y el 2 de septiembre del año en curso, el Tribunal Ambiental decide dejar la causa en acuerdo. La sentencia se emitió el 1 de octubre de 2013.

Según el CEN, la resolución del SEA habría sido arbitraria, porque el proyecto no genera riesgos para la salud de las personas; el proyecto modeló sus emisiones de acuerdo a la forma exigida; y se acreditó la inexistencia de efectos, características o circunstancias según la Ley N° 19.300. Además, la empresa alegó que la resolución del SEA habría sido ilegal por infracción a los artículos, 19 inciso 3°, 11 inciso final, 9 bis, 9 inciso final, 20, y 18 bis, todos de la Ley N° 19.300 de Bases Generales del Medio Ambiente.

En su tercera sentencia, el Tribunal Ambiental, por unanimidad de sus jueces, resolvió rechazar la reclamación que interpuso la empresa Consorcio Energético Nacional S.A. (CEN) contra la resolución del Director Ejecutivo del Servicio de

Evaluación Ambiental (SEA), que calificó desfavorablemente la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) del proyecto “Central ERNC Tagua- Tagua”, en la comuna de Pichidegua, Región de O’Higgins.

La sentencia del Tribunal Ambiental expresa que tras analizar los antecedentes expuestos, el problema fundamental es que ni la empresa ni el SEA aplicaron las normas atinentes para evaluar el proyecto. El SEA solo lo hizo de forma referencial y no directamente. Todo aquello “constituye un vicio esencial insanable en cuanto la evaluación no se ciñó al marco regulatorio al cual se encuentra sometido, pues se omitió legislación ambiental aplicable”

Lo anterior “tiene su causa en una presentación incompleta del Proyecto por parte del Titular del mismo, lo que a su turno redundó, aunque de manera inexplicable, en una evaluación imperfecta (...) La Central ERNC Tagua Tagua fue un proyecto presentado, evaluado y revisado de forma defectuosa, lo que implica un grado de responsabilidad (técnica) compartida entre el titular y la Administración”, dice el fallo.

En relación a los argumentos que se referían a una posible infracción al artículo 9 bis de la Ley N°19.300, el Tribunal Ambiental aclara que “el error cometido no dice relación con si se violó o no lo dispuesto por este (..), ni tampoco que se hayan exorbitado las potestades discrecionales de las que goza el Director Ejecutivo del SEA, (...) el problema en realidad consistió en no considerar como

impacto a evaluar la posible emisión de “compuestos tóxicos y, en algunos casos cancerígenos” (consideración tercera del D.S. Minsegres N°45-2007) y no aplicar la norma de Incineración y Coincineración que lo regula”.

“Son precisamente aquellos elementos o sustancias contaminantes, como las dioxinas y los furanos, de preocupación tanto para la comunidad de Pichidegua como para la Dirección Ejecutiva del SEA, cuya emisión ha puesto en duda la utilización de esta tecnología para el descarte de estos residuos en el mundo desarrollado, los que se encuentran regulados por la Norma de Emisión para Incineración y Coincineración (D.S. N° 45/2007), por lo que no se entiende que sea precisamente esta norma la que arguye el titular no aplicaría a su proyecto. Mucho menos se entiende que la autoridad no haya hecho lo mismo en este caso, dada la preocupación de la Dirección Ejecutiva por las emisiones de estos contaminantes”, explica el fallo, al tiempo que reitera “que, injustificadamente, se omitió considerar una norma que debió aplicarse, lo que constituye un vicio sustantivo e insanable”.

Respecto a una posible infracción al artículo 19 inciso 3° de la Ley N° 19.300, alegada por la empresa, los ministros del tribunal concordaron que “no hubo de parte del Director Ejecutivo transgresión alguna a dichas disposiciones, por cuanto el nivel de la exigencia legal para la aprobación de una DIA es (...) que el proyecto debe justificar la inexistencia de (y no que se generan) los impactos

atribuidos. Al Director Ejecutivo le habría bastado, para rechazar el proyecto, con comprobar que no se cumplía la letra b) del artículo 12 bis de la Ley N°19.300”.

3.3.5 Caso Barrancones

A fines de 2007 se presenta al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental el proyecto Termoeléctrica Barrancones de Suez Energy. El proyecto contempla la construcción y operación de tres unidades de generación térmica, de 180 megavatios brutos cada una -en total de 540 megawatts de producción-, con calderas de carbón pulverizado, un puerto para el suministro de carbón y petróleo diesel; obras de captación de agua de mar; obras de descarga de riles y el depósito de cenizas. El proyecto se localizaría en las cercanías de la reserva marina Punta de Choros, e isla Damas, donde está ubicada la Reserva Nacional Pingüino de Humboldt, una zona de alto valor de conservación. Luego de casi tres años de tramitación y de un proceso de observaciones y rectificaciones, por parte de la autoridad ambiental y el titular del proyecto, el 24 de agosto de 2010 la Corema de Coquimbo aprueba la construcción de la termoeléctrica en Punta de Choros, comuna de La Higuera.

Esto se habría concretado luego de un cambio de postura de varios de los servicios en las semanas previas a la aprobación que, si bien, reconocen

importantes falencias en el proyecto, dan su visto bueno a la empresa sin mayor argumentación. Por ejemplo, Conaf, que durante la mayor parte de la tramitación de Barrancones constató que Suez no tomaba en cuenta los efectos de la apuesta energética sobre la Reserva Nacional Pingüino de Humboldt (a unos 25 kilómetros), razón por la cual se manifestó inconforme. Hoy nada ha cambiado, excepto que la Corporación Nacional Forestal dio su aprobación y sólo exigió algunas mitigaciones y condiciones a la empresa. El caso más emblemático es el de la Gobernación Marítima. Era el único servicio que mantenía observaciones a la termoeléctrica, junto a la municipalidad de La Higuera. Entre otros puntos, criticaba omisiones e inexactitudes del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) y la falta de antecedentes científicos que aseguraran que las medidas adoptadas eviten causar daño en la flora y fauna marina. Eso fue el 4 de agosto 2010, veinte días después, sin mediar ningún cambio del proyecto ni justificación alguna, la gobernación mostró su conformidad. En el caso de Barrancones, pese a los esfuerzos de los vecinos, de científicos, de autoridades regionales, de algunos parlamentarios, de las 25 mil firmas que se entregaron al Presidente Sebastián Piñera para frenar la central, e incluso a la promesa del mandatario durante su campaña de que no aprobaría ningún proyecto que atentara contra el medio ambiente, los organismos sectoriales que participaban de la evaluación ambiental daban una potente señal de que los votos serían a favor del proyecto, tal y como ocurrió. Como respuesta, cientos de manifestantes convocados a través de las redes sociales se congregaron a lo largo del país, un número importante en el

centro de Santiago, para manifestar su descontento por la aprobación de la termoeléctrica Barrancones. Las organizaciones ciudadanas y ambientalistas, señalan que su construcción y puesta en marcha podría dañar irremediablemente la biodiversidad de la reserva de Punta de Choros.

Días más tarde de su aprobación, el presidente Sebastián Piñera declara que Barrancones no se construirá en Bahía Ramadilla, y solicita reubicar proyecto. Con posterioridad a este anuncio, sin embargo, Suez Energy anunció que abortaría la construcción de la termoeléctrica Barrancones debido a que no consideró viable la relocalización de la central. Cabe señalar que, solo en noviembre de 2010, se cerró el proceso de evaluación ambiental con la presentación de la renuncia, por parte de la empresa, a los derechos y obligaciones que la RCA establecía y con la aceptación de la misma por parte de la COREMA.

El caso Barrancones, sin ser en ningún caso un proyecto que utilizara medios de generación renovables no convencionales es, sin duda, un caso emblemático en tanto resulta demostrativo de las falencias del sistema energético chileno, en cuando no posee herramientas como planes de ordenamiento territorial para evitar que proyectos como el de Barrancones se sitúen en Reservas, en este caso marina, donde a través del turismo existe un desarrollo económico local,

que prácticamente desaparecería en caso de ejecutarse el proyecto; un Sistema de Evaluación Ambiental que permite que en palabras del diputado PS Marcelo Díaz, exista un “tráfico de influencias inadmisibles”, señalando que “la directora regional de CONAMA, quien es la que expone el proyecto y entrega los antecedentes, tiene un vínculo familiar con un alto ejecutivo de una compañía minera que es titular de otro proyecto minero en La Higuera [...]. Hay un manifiesto conflicto de interés, un miembro del Comité Ejecutivo del Comité Consultivo de la CONAMA Nacional, Ricardo Kast, es consultor de un proyecto termoeléctrico en La Higuera, la Ministra del Medio Ambiente trabajó en esa misma consultora⁵⁷; por último, este caso demuestra la fragilidad de la institucionalidad medioambiental sometida completamente al poder político, ya que fue el propio presidente Piñera quien paralizó el proyecto mediante una llamada telefónica a Suez Energy, en el contexto de una fuerte movilización ciudadana.

3.3.6 Caso Central Castilla

⁵⁷ SOHR Raúl, 2012, Chile a ciegas. La triste realidad de nuestro modelo energético. Primera edición, mayo de 2012, pp 57.

Otro caso emblemático, principalmente por su escala, es Central Termoeléctrica Castilla, la que se presenta como el proyecto de este tipo más grande de Sudamérica. Contempla la construcción de un Puerto y un gigantesco depósito de cenizas de más de 120 hectáreas. Los conflictos se precipitan porque esta megacentral estaría emplazada en una zona donde existen ecosistemas únicos, como el desierto florido. Se teme una disminución de la calidad de vida y de la salud de la población circundante, impactos ecosistémicos, la pérdida del capital natural de pescadores artesanales de la zona, el patrimonio ancestral de la comunidad de Totoral y, en general, los daños irreversibles que inevitablemente acompañarían a esta localidad por un mínimo de 24 años. En concreto, la Central aportaría 2.100 megawatts al Sistema Interconectado Central a partir de unidades generadoras a carbón -de 350 MW de potencia cada una. Estas últimas, según el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) presentado a las autoridades, cuenta con un sistema de abatimiento de material particulado mediante filtro de mangas y desulfurización de gases de combustión con agua de mar. El complejo contempla la operación de seis tuberías de tres metros de diámetro, que aspirarán de forma horizontal un volumen de 46.000 m³ de agua de mar, cada una posee una velocidad menor de 0,4 m/s. Estos son los que constituyen la “preocupación” de ambientalistas y pescadores artesanales de Puerto Caldera. El ingeniero en Pesca Hernán Ramírez, afirma que el proyecto Castilla devuelve “con 7 u 8 °C sobre la temperatura normal del agua”, lo que generará “daños” al medioambiente. Los pescadores aseguran que este proceso provocará

problemas con la población de algas y de los recursos bentónicos como el erizo, loco, lapa y macha. A esto la empresa responde que sería imperceptible, dada la inmensidad del océano. Asimismo, se advirtió sobre los graves impactos que tienen las emisiones de mercurio derivadas de la combustión del carbón, ya que se trata de un metal altamente tóxico que se acumula en los recursos marinos y en las personas que los consumen, pudiendo causar serios problemas neurológicos y malformaciones en fetos.

El 19 de enero de 2010, la Seremi de Salud de la época Pilar Merino negó los permisos ambientales solicitados por la empresa y calificó el proyecto como contaminante, entre otros motivos, debido a las emisiones atmosféricas de partículas y gases particularmente NOx. Esta calificación lo hace incompatible con el uso de suelo permitido en la zona, que sólo admite industrias inofensivas y molestas. Este Informe fue objeto de recursos de la empresa ante el Director de Conama Nacional, quien suspendió el procedimiento y mantuvo el recurso pendiente por más de 5 meses. Encontrándose suspendido el procedimiento, la empresa solicitó al nuevo Seremi de Salud Raúl Martínez la revisión de la resolución que calificó como a la industria como contaminante. El 7 de julio de 2010, el Seremi Martínez acogió el recurso y modificó la calificación de contaminante, sustituyéndola por “molesta”, que sí es compatible con el uso de

suelo del lugar en que se emplazaría el proyecto, por lo cual posibilita la aprobación de la Central.

Con fecha 26 de julio de 2010 Patricio Escobar, del estudio Figueroa y Valenzuela, interpuso un recurso de protección ante la Corte de Apelaciones de Copiapó, en representación de Atacama sin Carbón y la familia Domínguez.

El día 27 de julio de 2010 la Corte decretó orden de no innovar, suspendiendo todos los efectos del acto del Seremi de Salud. Debido a esto, la Corema suspendió la votación del proyecto y el procedimiento (cuando quedaban 2 días de plazo para votar). Además, el abogado explicó las presiones a funcionarios del Servicio de Evaluación Ambiental, producto de los cuales existe una investigación en la Contraloría General de la República, generada a partir de las denuncias de los técnicos involucrados.

Con fecha 16 de septiembre de 2010, la Corte de Apelaciones de Copiapó acogió el recurso de protección declarando ilegal y arbitraria la actuación del Seremi Martínez al cambiar la calificación del proyecto. La empresa y el Consejo de Defensa del Estado apelaron el 24 de septiembre a la Corte Suprema. El lunes 25 de octubre alegaron los abogados de las partes involucradas: Rodrigo

Quintana en representación del CDE; Andrés Jana, por parte de Termoeléctrica Castilla y, Carlos Figueroa, de Atacama sin Carbón y la familia Domínguez.

Los vecinos de la localidad de Totoral, recurrieron a los tribunales de justicia para denunciar la vulneración de sus derechos, esperando de los tribunales el amparo y protección que les garantiza la Constitución y la ley, razón por la cual, esperan que la Corte Suprema, el máximo tribunal de la República, falle sobre el asunto sometido a su conocimiento, y ratifique la sentencia de la Corte de Apelaciones de Antofagasta. De acogerse esta medida, la Corte debería revocar la dictación de un comparendo conciliatorio y fallar, en medio de las fuertes presiones de la autoridad que jamás han dejado de hacer lobby comunicacional y político, y de las movilizaciones de la región de Atacama que articula a comunidades que ya no están más dispuestas a ser consideradas como zona de sacrificio del “progreso y el desarrollo”.

Se fija una Audiencia de Conciliación para junio del 2012, donde la compañía propondrá un plan de mitigaciones y compensaciones. El 11 de junio de 2012, un día antes de la audiencia de conciliación de la causa en la Corte Suprema, pescadores artesanales y buzos mariscadores de los sindicatos de trabajadores independientes de Caldera y de Bahía de Chasco recurrieron a una notaría pública de esa comuna de Atacama para modificar el patrocinio y amplio poder

otorgado a Tapia y Poblete. Los dirigentes denunciaron que Tapia y Poblete se negaron a ingresar el documento al tribunal y que los pescadores debieron hacerlo por su propia cuenta. Según éstos, los abogados cuentan con instrucciones de rechazar cualquier negociación que implique la posibilidad de que Castilla se construya. Sin embargo, hay algunos pescadores que no le han quitado el amplio poder otorgado a los abogados, por ignorancia del manejo de estos procedimientos, plantean los pescadores. Pero al parecer, hay divisiones, y una organización de pescadores sí está dispuesta a negociar con la empresa, algunas sólo el puerto y otras la central y el Puerto, por lo menos, así lo plantean sus abogados. Existen las sospechas de que éstos (que además trabajan con CONAPACH, asesorando a su presidenta), se encuentran realizando negociaciones sin la autorización de los pescadores. En la Audiencia de Conciliación, los abogados de la Termoeléctrica presentan acciones de mitigación que van en la línea de las peticiones presentadas en el escrito de los abogados Tapia, Poblete y Soto, en cuanto a reparaciones económicas y becas. Pero también la empresa propone eliminar la segunda unidad de generación eléctrica en base a diesel, y evitar la dispersión de cenizas con cercos más altos y capas de bischofita (sal de magnesio), la empresa contratará seguros por daños en la construcción y se someterá a certificaciones internacionales. Además tiene ya calculado cuánto es el total de los afectados para comenzar a repartirles 8 millones de pesos, más becas para hijos y nietos. Todo esto va acompañado de la oferta del pago de las costas para los abogados reclamantes. Hay sospechas

de que anteriormente ya estos abogados se habrían reunido a solas con la empresa en Santiago. Los pescadores se encuentran molestos por el actuar de los abogados y han hecho sus quejas a la CONAPACH. Se fija una próxima audiencia para el 24 de julio. El alegato judicial se realiza mientras el gobierno, el empresariado y varios políticos de distintos partidos ejercen una fuerte presión para que este proyecto industrial se imponga en la costa de Atacama. Estos sectores han acusado que la resistencia de las comunidades a los proyectos industriales, como la Central Termoeléctrica Castilla, posterga el desarrollo del país.

Durante el proceso se descubren varias irregularidades. Por ejemplo, en la zona donde esta empresa quería instalarse, el Plan Regulador no lo permitía. Se cambia el Plan Regulador y este es realizado por la empresa, quien lo presenta al municipio. La Contraloría descubre que el Plan que se presenta a la municipalidad tiene los logos de la empresa y se advierte la omisión de diversos trámites exigidos por la normativa, por ejemplo, no hay participación ciudadana y se violan todas las normas respecto de la aprobación del Plan Regulador. Además se criticó también el actuar del Comité Intergubernamental de Agilización de Proyectos de Inversión, creado por el Presidente Sebastián Piñera en 2010,

que habría intervenido durante la tramitación para favorecer la aprobación de la central⁵⁸.

El fallo de la Corte Suprema posee varias particularidades, que convierten este caso en un caso emblemático para la jurisprudencia de derecho ambiental. Primero, decide acumular todas las apelaciones de los recursos de protección del Puerto y de la Central, en base a que para acogerlos atenderá al único argumento en común que tenían ambos casos: el fraccionamiento de proyectos. En realidad, en este caso la Corte Suprema lo que hizo fue utilizar (y crear) un criterio de unificación de proyectos. En los recursos se cuestionó la legalidad de la evaluación separada de los proyectos Puerto y Central Termoeléctrica Castilla, por su relación de funcionamiento conjunto, aludiendo al fraccionamiento de proyectos al interior del SEIA (lo que actualmente constituye una infracción que puede ser sancionada por la Superintendencia del Medio Ambiente). Aunque la Corte expresamente señala que la norma del artículo 11 bis de la LBMA sobre fraccionamiento de proyectos no es aplicable a este caso (por haberse ingresado los proyectos antes de la modificación legal que incorpora esa regla), para el tribunal la cuestión es otra: que ambos proyectos en realidad configuran uno solo,

⁵⁸ INSTITUTO NACIONAL de Derechos Humanos. Mapa de Conflictos Socioambientales en Chile. Diciembre de 2012, pp 100-102.

por cuanto el Puerto tiene como principal cliente la Central, y ésta tiene la necesidad de abastecerse de carbón y petróleo a través del Puerto. De manera que, según la visión de la Corte, existen tres unidades para una misma actividad que operarán conjuntamente: el Puerto, la Central, y la conexión entre ambas. Dicha conexión entre el Puerto y la Central no habría sido evaluada en su impacto ambiental, ni se consideraron las observaciones de la ciudadanía al respecto, y cambia el área de influencia del proyecto. Por todo lo anterior, y por haberlos tratado la autoridad como dos proyectos distintos, la evaluación separada de los proyectos Puerto Castilla y Central Castilla es ilegal, porque en realidad configuran un solo proyecto. Se reprocha a la autoridad ambiental la falta de racionalidad de "obviar la conexión o comunicación de ambos proyectos evaluados, en forma clara y detallada, que permita conocer más allá de toda duda, la real área de influencia de ambos proyectos y así prevenir eventuales daños o alteraciones al medio ambiente"⁵⁹. En vista de esta actuación ilegal, que puede amenazar la garantía del artículo 19 N° 8 de la Constitución Política de la República (CPR) si se concretan las obras autorizadas, se dejó sin efecto la RCA del Puerto. Luego, decide no pronunciarse sobre el resto de los argumentos esgrimidos por los recurrentes, en vista de su decisión de que los titulares de los proyectos deberán presentar en forma conjunta a evaluación ambiental y dejar sin efecto las autorizaciones ambientales dadas tanto al Puerto como a la Central.

⁵⁹ CHILE. Corte Suprema, Rol 1960-2012, considerando 30°. 2012.

Sin embargo, si se pronuncia respecto a la calificación industrial de la actividad de la Central Castilla como "molesta" o "contaminante" por la autoridad sanitaria. Este pronunciamiento es muy importante y necesario dentro del procedimiento de evaluación ambiental de la Central, por cuanto establece la compatibilidad del proyecto con el uso de suelo establecido en el Plan Regulador pertinente. Esto determina la posibilidad de desarrollar el proyecto, ya que si la calificación resulta incompatible con el instrumento de planificación territorial, la autoridad ambiental no puede otorgar la autorización por ser un aspecto normado, y se debe rechazar el proyecto. Esta calificación ya había sido discutida largamente por el proponente en una serie de recursos administrativos que llevaron a otro recurso de protección en 2010, en que se ordenó por la Corte Suprema utilizar la vía de la invalidación administrativa para revisar la calificación industrial. Pues bien, habiendo la autoridad sanitaria calificado primero como "contaminante", luego como "molesta" (por recurso de revisión que se revocó por el fallo del recurso de protección "Castilla I") y finalmente como "molesta" después del procedimiento de invalidación ante la SEREMI de Salud, la autoridad ambiental calificó favorablemente el Estudio de Impacto Ambiental de la Central Termoeléctrica, tomando como base la última calificación industrial. La Corte Suprema considera, sin embargo, en una clara indicación de elección de criterios para las autoridades administrativas, que ante dos decisiones técnicas contradictorias (la primera resolución y la que invalidó aquella y cambió la calificación) debía preferirse la primera que calificó de "contaminante" la actividad, porque consideró diversos

aspectos y no sólo la Norma Primaria de Calidad del Aire para NO₂, y además por el Principio Preventivo en materia ambiental, ya que al ser sólo modelaciones no se sabe si en realidad la actividad producirá los riesgos para la salud de la población que se tratan de evitar. Según el fallo, la recalificación del proyecto de la Central Termoeléctrica Castilla de "contaminante" a "molesto" impide cumplir con la normativa pertinente de la Ordenanza General de Urbanismo y Construcciones (OGUC), ni evaluar adecuadamente el proyecto como lo exige la LBMA, por lo cual es ilegal y deja sin efecto esa Resolución del SEREMI de Salud resolviendo que la sentencia de la Corte de Apelaciones de Antofagasta que la dejó sin efecto se ajustó a derecho. En resumen, se revoca la sentencia apelada de la Corte de Apelaciones de Antofagasta en relación con el Puerto Castilla, acogándose los recursos de protección y dejando sin efecto la Resolución Exenta N° 254 del Servicio de Evaluación Ambiental que le otorgaba su aprobación ambiental. Por otro lado, se confirma la sentencia de la misma Corte de Apelaciones en cuanto deja sin efecto la Resolución Exenta N° 578 del SEREMI de Salud que calificaba industrialmente a la Central Castilla como molesta. Finalmente, ordena como medida de tutela constitucional que los titulares de los proyectos Puerto Castilla y Central Termoeléctrica Castilla

presenten un nuevo Estudio de Impacto Ambiental que considere los proyectos en forma conjunta y su conexión para transferencia de carbón y diésel⁶⁰.

3.3.7 Caso Hidroaysén

El Proyecto Hidroeléctrico Aysén (PHA) consistía en la construcción y operación del Complejo Hidroeléctrico Aysén, que se componía, en lo fundamental, de 5 centrales de generación hidroeléctrica con embalses. Según la empresa, dicha generación de energía se realizaría mediante el aprovechamiento racional y sustentable de parte del potencial hidroeléctrico de los ríos Baker y Pascua y se utilizará para el abastecimiento del Sistema Interconectado Central (SIC), que abastece al 93% de la población en Chile.

Estas centrales tendrán una potencia total instalada aproximada de 2.750 MW, con 5.910 hectáreas de superficie de total de embalse. La inversión estimada del proyecto es de US\$ 3.200 millones de dólares.

⁶⁰ BOETTINGER Phillips Camila. Puerto y Central Castilla: comentarios a la sentencia de la Corte Suprema. Revista Actualidad Jurídica N° 27, Universidad del Desarrollo, enero 2013, pp 481.

El proyecto se emplazaría en un territorio comprendido por las comunas de Cochrane, O'Higgins y Tortel, en la Provincia Capitán Prat en la Región de Aysén. La población provincial, según Censo de 2002, asciende a 3.837 habitantes y las principales actividades actuales en la zona son servicios públicos y emprendimientos turísticos, de ganadería y forestales.

En el área que se planeaba montar la iniciativa se encuentra el ecosistema de "bosque nativo verde mixto de Baker", que sólo se da en ese lugar. Además, en esa zona se encuentran parques nacionales (Laguna San Rafael y Bernardo O'Higgins), siendo uno de ellos reserva de la Biósfera (UNESCO), dos reservas nacionales (Lago Cochrane y Katalalixar) (CONAF), más al menos un área privada protegida y la propuesta de Parque Nacional Patagonia. Tampoco es de extrañar que esté en trámite la declaración de Patrimonio Natural Mundial de parte de esta área (CONAF – UNESCO).

El conflicto respecto del proyecto surge junto con el anuncio de éste. HidroAysén constituye otro ejemplo de las deficiencias de nuestro sistema eléctrico chileno en cuanto a falta de planes de ordenamiento territorial, y de nuestro sistema de Evaluación de Impacto Ambiental. Acá jugó un rol fundamental la oposición ciudadana al proyecto, tanto en la zona como en el resto de Chile, y la reacción del poder político, que en un comienzo apoyó decididamente la construcción de las megarepresas, pero luego dada la fuerte oposición ciudadana se le quitó el

apoyo públicamente. El 13 agosto 2008, HidroAysén ingresa al SEIA su estudio de impacto ambiental (EIA) de 11.000 páginas; el 22 agosto de 2008 este es acogido a trámite por la autoridad ambiental.

En octubre, luego de cumplido el plazo de 30 días hábiles para pronunciarse sobre el EIA, 33 servicios públicos con competencia en el tema realizaron 2.698 observaciones. De ellos, 11 servicios manifestaron que el proyecto adolecía de información relevante y esencial para evaluarlo. En la sesión de la COREMA de Aysén del 7 de noviembre de 2008 el intendente Selim Carrasco decidió enviar un ICSARA (informe consolidado de solicitud de aclaraciones, rectificaciones o ampliaciones) al titular del Proyecto “Hidroeléctrico Aysén”, sin que existiera votación y/o deliberación de la COREMA al respecto. Con ello, dejó de lado las observaciones críticas de más de un tercio de los organismos públicos con competencias ambientales sectoriales. Este conflicto se agudizó durante los 60 días de participación ciudadana que establece la Ley. Las organizaciones opositoras emprendieron una fuerte campaña de sensibilización y difusión, un sinnúmero de Recursos Administrativos y Jurídicos, sumado a las 11.000 observaciones ciudadanas ingresadas al sistema de evaluación.

El ICSARA N° 1 fue entregado el 13 de noviembre 2008, pese a que lo que correspondía de acuerdo al procedimiento establecido era realizar una votación de la COREMA sobre el informe.

El 20 de octubre de 2009, la empresa entregó la Adenda 1, documento de respuesta al ICSARA N° 1, después de varias solicitudes consecutivas de aplazamiento. Durante noviembre de 2009 los servicios públicos se pronunciaron sobre la Adenda N°1, y catorce de ellos manifestaron inconformidad: Conaf, SERPLAC, SAG, MOP, DGA, SERNAGEOMIN, BBNN, MINVU, SERNATUR, la Gobernación Marítima, DOH, además de las municipalidades de Tortel y Chile Chico.

Sin embargo, la COREMA determinó que se debía continuar con la tramitación ambiental y elaborar un informe consolidado de solicitud de aclaraciones, rectificaciones y ampliaciones. El ICSARA N° 2 fue entregado el 18 de enero 2010 por la COREMA a HidroAysén, en el que las observaciones de los servicios públicos se había reducido a 1.114 rectificaciones. Al igual que en la etapa anterior, la empresa solicitó ampliaciones de plazo para la entrega de información que no había incluido en el EIA y que resultaba importante para la evaluación ambiental; la Adenda N° 2 se entregó el 28 de octubre de 2010, pese a que el plazo inicial era enero de ese año, es decir, nueve meses después.

En noviembre de 2010 se pronunciaron los servicios públicos respecto a la segunda adenda. Nuevamente, La mayoría de los informes de los servicios públicos presentaron un total de 199 observaciones a la adenda, lo que se concretó el 25 noviembre. De esta manera, la respuesta de la empresa nuevamente resultó incompleta para concluir el proceso de calificación. Esto dio paso a la Adenda N°3 de la empresa, presentada a la Corema el 11 abril de 2011, tras lo cual los servicios públicos contaban con un plazo de 15 días hábiles para pronunciarse.

El plazo para la entrega de observaciones por parte de los servicios públicos concluyó el 27 de abril de 2011, luego de lo cual se elaboró el Informe Consolidado de Evaluación (ICE), que fue presentado y enviado a los servicios públicos para su visación el 29 de abril de 2011. Este documento enumera las condiciones establecidas por los 32 servicios que participaron del proceso de evaluación para el proyecto.

Finalmente, el 9 de mayo de 2011, tras una sesión que se prolongó por más de 3 horas, la Comisión de Evaluación Ambiental (CEA) aprobó por 11 votos a favor y una abstención la construcción de cinco centrales del proyecto HidroAysén. Aunque el dictamen fue favorable para HidroAysén, la Comisión fijó cuatro

condiciones a la empresa para poder concretar la iniciativa: 1) Intentar reducir en un 50 por ciento el costo de la energía para los habitantes de la región, 2) financiar un plan de marketing para promover el turismo en Aysén, 3) cortar todos los árboles en los sectores inundables y 4) realizar un plan de reforestación que incluya la compra de insumos a productores de la zona.

Tras conocerse la RCA de Hidroaysén, la empresa y las organizaciones ciudadanas presentan recursos administrativos de reclamación.

Mientras se sucedía la sesión de votación, cerca de mil personas se congregaron afuera de la sede del Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) de Coyhaique con la finalidad de manifestarse en contra del proyecto de generación eléctrica HidroAysén. Luego de conocerse la resolución de la comisión, los manifestantes comenzaron a protestar en rechazo a la decisión de la autoridad ambiental. En Santiago, más de 1.500 personas llegaron hasta la Plaza Baquedano para rechazar la decisión de la entidad regional y se registraron algunos desórdenes. El mismo ambiente se vivió en Temuco y en Valparaíso, donde se congregaron más de 800 manifestantes. Espontáneamente se suceden numerosas manifestaciones ciudadanas en todo Chile y en el extranjero en rechazo a la aprobación del proyecto. Nadie quiere, ni puede estar ajeno al debate político-ciudadano en torno a Hidroaysén, declaraciones y acciones de diversos actores políticos y líderes de opinión se suceden en los distintos medios de comunicación y espacios de discusión públicos y privados. Las marchas ciudadanas no cesan.

El 20 mayo, previo a la cuenta presidencial, concurren cerca de 70 mil personas a las calles.

El 4 de abril de 2012 la Tercera sala de la Corte Suprema confirma la resolución de la Corte de Apelaciones de Puerto Montt y rechaza los siete recursos de protección interpuestos en contra del megaproyecto Hidroaysén, que habían interpuesto organizaciones ciudadanas y medio ambientalistas y el senador de RN Antonio Horvath en contra de la decisión del Servicio de Evaluación Ambiental de la Undécima Región (SEA), que le dio el visto bueno a la iniciativa.

Aún cuando el proyecto parecía tener vía libre para su ejecución, todavía faltaba que se presentara la línea de transmisión que conectara a través de 850 kilómetros la megarepresas con el Sistema Interconectado Central. En este contexto, el 30 de mayo de 2012, “el grupo Matte, dueño de Colbún sorprendió al mercado, al solicitar al directorio de HidroAysén, cuya propiedad comparte con Endesa, suspender la tramitación ambiental de la línea de transmisión del mayor proyecto eléctrico que se desarrollará en el país. En un hecho esencial enviado a la SVS, señaló que la falta de una “política nacional” de consenso en los temas energéticos no entrega un marco adecuado para “desarrollar proyectos energéticos de esta magnitud y complejidad”. Bernardo Larraín, presidente de Colbún, indicó que es “el momento oportuno para detenernos y que el proyecto

sea analizado en el marco de una política energética nacional. Estamos por hacer las cosas bien”⁶¹.

El golpe de gracia al proyecto pareció suceder el 10 de junio de 2014 cuando el Comité de Ministros en forma unánime acogió las 35 reclamaciones que se habían efectuado al proyecto, dejando sin efecto la Resolución de Calificación Ambiental. Los siguientes son los conceptos críticos fundamentales que llevaron al lapidario rechazo en voz de Badenier⁶²:

1- Sin plan de relocalización: "La inexistencia de un plan de relocalización como medida de compensación para un impacto significativo declarado por el propio titular de HidroAysén".

2- Cursos de agua alterados: "Tampoco existe una cuantificación adecuada de los impactos ambientales por efectos de cambios de la hidrología de los cursos alterados en términos del ecosistema acuático"

3- Fauna amenazada: "Hay una inconsistencia con respecto a la línea base declarada y levantada por el titular en fauna terrestre que no permite configurar y

⁶¹COLBÚN suspende línea de Hidroaysén y demanda cambio en política energética. [En Línea] La Tercera, Santiago 31 mayo de 2012. <http://diario.latercera.com/2012/05/31/01/contenido/negocios/10-109995-9-colbun-suspende-linea-de-hidroaysen-y-demanda-cambio-en-politica-energetica.shtml> [Consultado: 02 de marzo de 2015]

⁶²DURA DERROTA de Hidroaysén: Rechazado por Comité de Ministros [En línea] La Nación, Santiago, 06 de octubre de 2010. <<http://www.lanacion.cl/noticias/economia/energia/dura-derrota-de-hidroaysen-rechazado-por-comite-de-ministros/2014-06-10/111656.html> [Consulta: 02 de marzo 2015]

cuantificar impactos ambientales y, por ende, tampoco establecer medidas de mitigación, de reparación y de compensación con respecto a estos impactos".

La compañía presentó el 26 de agosto de 2014, recurso de reclamación en contra de la Resolución Exenta N° 570, de 9 de julio de 2014, del Director Ejecutivo del Servicio de Evaluación Ambiental que ejecuta el Acuerdo N° 2, de 10 de junio de 2014, del Comité de Ministros, que resolvió dejar sin efecto la resolución Exenta N° 225 de 13 de mayo de 2011 y rectificadas mediante resolución Exenta N° 231, de fecha 23 de mayo de 2011, que calificó favorablemente el "Proyecto Hidroeléctrico Aysén".

En resolución del 27 de octubre de 2014 el Segundo Tribunal Ambiental ofició al Tercer Tribunal Ambiental para que se inhiba de seguir conociendo la causa Rol R N°04-2014, para su acumulación en el procedimiento de Reclamación Rol R N° 40-2014. El Segundo Tribunal se negó a dicha acumulación argumentado que la resolución no contenía consideraciones de derecho que le sirvan de fundamento. En fallo unánime la sala integrada por los ministros Patricio Valdés, Pedro Pierry, Guillermo Silva, Rosa María Maggi y Juan Eduardo Fuentes determinaron rechazar la contienda planteada por el Tercer Tribunal Ambiental, con asiento en Valdivia, respecto de tramitación de recursos pendientes.

El máximo tribunal el 26 de febrero de 2015, determinó que no existe la controversia planteada por el Tribunal Ambiental de Valdivia, ya que previamente se accedió a un incidente de acumulación planteado por el Tribunal Ambiental de

Santiago y las partes están de acuerdo que la causa se tramite en este último tribunal. En su considerando octavo establece:

“Que, sin embargo, ante esta Corte no ha podido ser planteada tal contienda de competencia pues no existe la controversia sobre la que el Tercer Tribunal Ambiental requiere pronunciamiento. En efecto, existe una sentencia firme pronunciada por el Segundo Tribunal Ambiental de Santiago, que previa conformidad de ambas partes, accedió a la acumulación de autos solicitada al concluir que concurren los requisitos para ello. Encontrándose, por tanto, resuelto por una sentencia ejecutoriada la acumulación de ambos recursos de reclamación, no es posible promover a través de este incidente una nueva discusión sobre tal aspecto. Por estas consideraciones, no existiendo contienda de competencia que dirimir, vuelva esta causa Rol R-4-2014 al Tercer Tribunal Ambiental de Valdivia para que cumpla lo requerido por el Segundo Tribunal Ambiental de Santiago”⁶³.

3.3.8 Caso Río Cuervo

A inicios del 2007 ingresó a evaluación ambiental el proyecto “Central Hidroeléctrica Río Cuervo”, emplazado en la comuna de Aysén XI Región, el cual consistía en la construcción y operación de una central hidroeléctrica de Embalse con una capacidad instalada estimada de 600 MW y una generación de energía media anual sobre 3.900 GWh. En abril de 2007 este proyecto es rechazado por el Corema de la Región de Aysén por adolecer de información relevante y esencial para efectos de calificar ambientalmente la actividad.

⁶³CHILE. Corte Suprema, Rol 31.988-2014. 2014.

En agosto de 2009, Energía Austral ingresa un nuevo EIA al SEIA del Proyecto denominado Central Hidroeléctrica Cuervo. El Proyecto tiene como objetivo la generación de energía eléctrica mediante el aprovechamiento del potencial hidroeléctrico del río Cuervo, para luego suministrar la energía al Sistema Interconectado Central (SIC) de la red nacional de electricidad. Para ello, se construirá una central hidroeléctrica de embalse con una capacidad instalada estimada de 640 MW y una generación de energía media anual sobre 3.750 GWh. El embalse se formará mediante la construcción de dos presas de hormigón, las que se ubicarán en cada uno de los brazos del río Cuervo, donde Energía Austral cuenta con derechos de aprovechamiento de agua de carácter consuntivo por un total de 139 m³/s. El Proyecto se desarrollará en cuatro sectores denominados Presa-Embalse, Túnel de Aducción, Generación-Entrega y Bahía Acantilada. Las obras e instalaciones han sido clasificadas de acuerdo a su período de operación. Las que operarán solamente durante la construcción de la Central, se clasificaron como obras de carácter temporal, mientras que las que serán utilizadas, además durante la fase de operación del Proyecto, corresponde a obras de tipo permanente. Entre las obras de tipo permanente se destacan ambas presas (principal y secundaria), la bocatoma, la obra de entrega del caudal garantizado al Río Cuervo, el túnel de aducción, la caverna de máquinas, el túnel y la obra de entrega de los caudales de generación. Asimismo, se contará con instalaciones de apoyo permanentes tales como rampas, atracaderos, y caminos de acceso. Entre las instalaciones temporales, vinculadas a la construcción del

Proyecto, se destacan instalaciones de faena, plantas de áridos y hormigón, empréstitos, cantera, escombreras, zonas de acopios de material forestal, zonas de manejo de residuos, campamentos de construcción (en el que se ubican obras como oficinas, bodegas, talleres de mantenimiento, policlínico, helipuerto, plantas para el tratamiento de agua potable y aguas servidas, entre otras).

Al igual que en el caso de Hidroaysén, una de las situaciones conflictivas tiene relación con la oposición a la construcción de represas en la región de Aysén. Además, surgen otras situaciones conflictivas que son llevadas adelante por grupos locales, como es el caso del Comité Pro Adelanto de Río Tabo Río Los Palos, quienes sienten que se verán afectados por un aumento en los tiempos de desplazamiento en la ruta X-528, aumento de riesgo de accidentes y el peligro potencial de inundación de la cola del embalse en el valle del mismo nombre, debido a fallas tectónicas.

En abril de 2007 este proyecto es rechazado por el Corema de la Región de Aysén por adolecer de información relevante y esencial para efectos de calificar ambientalmente la actividad.

En agosto de 2009, Energía Austral ingresa un nuevo EIA al SEIA del Proyecto denominado Central Hidroeléctrica Cuervo. El Proyecto tiene como objetivo la generación de energía eléctrica mediante el aprovechamiento del potencial hidroeléctrico del río Cuervo, para luego suministrar la energía al Sistema Interconectado Central (SIC) de la red nacional de electricidad. Para ello, se construiría una central hidroeléctrica de embalse con una capacidad instalada estimada de 640 MW y una generación de energía media anual sobre 3.750 GWh. El proyecto contempla inyectar la energía al Sistema Interconectado Central.

En enero de 2012 el director del SEA de Coyhaique convoca a una sesión para calificar ambientalmente este proyecto. Ante esto los opositores interponen un recurso de protección en la Corte de Apelaciones de Coyhaique, alegando que era un acto ilegal que amenazaba el derecho a la vida y la integridad física y psíquica, que asimismo conculcaba el derecho a la igualdad ante la ley y el derecho a vivir en un medio ambiente libre de contaminación. A su vez, se alegaba la ilegalidad del ICE por incumplir con los principios preventivo y precautorio, por cuanto a pesar de no existir los estudios geológicos suficientes y necesarios en el procedimiento de evaluación ambiental, de todas formas se había dictado el ICE y se daba lugar a la citación de la Comisión de Evaluación

Ambiental para votar el proyecto. Esto a pesar de que SERNAGEOMIN había solicitado los estudios pertinentes en sus observaciones al estudio de impacto ambiental y estos no habían sido realizados en el procedimiento. El 3 de marzo de 2012, la Corte de Apelaciones de Coyhaique rechazó el recurso sobre la base de indicar que no existía ilegalidad en el ICE, por una parte porque este debía cumplir con los requisitos del Reglamento del Sistema de Evaluación Ambiental (RSEIA) y efectivamente los cumplía, y por otra porque dicho informe constituye un acto trámite que sirve de base para la dictación del acto terminal que es la RCA, de modo que no es impugnabile de conformidad a la ley de procedimiento administrativo. Apelada la decisión que rechazó el recurso, en un fallo dividido, la mayoría sostuvo que la circunstancia de que el ICE hubiese “ignorado” el informe del SERNAGEOMIN implica una ilegalidad, porque en opinión de la Corte Suprema el estudio de suelo requerido resultaba “imprescindible para que el proyecto pueda ser sometido a la aprobación o rechazo de la Comisión de Evaluación Ambiental”. La tesis de la mayoría sostuvo su decisión sobre la naturaleza “preventiva” del SEIA.

En mayo de 2012 la Comisión de Evaluación Ambiental de la Región de Aysén, mediante el Informe Consolidado de Evaluación (ICE), Res. Ex 187, aprobó de forma unánime la construcción de la central hidroeléctrica Río Cuervo. Ante dicho acto, los opositores al proyecto interpusieron Recurso de Protección, el que fue rechazado por la Corte de Coyhaique, sosteniendo que la convocatoria a la sesión de Comisión de Evaluación con el objeto de conocer el ICE -que es una

especie de acto administrativo preparatorio a la RCA-, no constituye por sí misma una medida suficiente para producir agravio, porque éste es nada más que un acto trámite destinado a la dictación de un acto administrativo terminal, la calificación ambiental. Apelada el mencionado fallo, la Tercera Sala de la Corte Suprema acogió un recurso de protección presentado por organizaciones ecologistas y contra el Informe Consolidado de Evaluación (ICE) de la Central Hidroeléctrica Río Cuervo (rol 2463-2012). Según el fallo, hubo un actuar ilegal al aprobar el informe, desconociendo un texto del Sernageomin que recomendaba no aprobar un estudio de suelo, el cual resulta imprescindible para que el proyecto pueda ser sometido a la aprobación o rechazo de la Comisión de Evaluación Ambiental.

Más de un año después, el 16 de septiembre de 2013, y luego de la aprobación por el Sernageomin a los estudios vulcanológicos con fecha 22 de agosto de 2013, se dictó la Resolución de Calificación Ambiental del Estudio de Impacto Ambiental que aprobó el proyecto “Central Hidroeléctrica Río Cuervo”, ante lo cual diversas agrupaciones medioambientalistas y particulares, presentaron Recurso de Protección en contra de la resolución antes mencionada, por estimarla, un acto ilegal y arbitrario que amenaza el derecho a la vida y la integridad física y psíquica, establecido en el artículo 19 N° 1, así como vulnera la garantía de igualdad ante la ley, consagrada en el artículo 19 N° 2, y el derecho

a vivir en un medio ambiente libre de contaminación, consagrado en el número 8 del artículo 19, todos de la Constitución Política de la República. La Ilustrísima Corte de Apelaciones de Coyhaique rechazó el recurso al considerar que las eventuales infracciones que los recurrentes denuncian y referidas al Convenio para la Diversidad Biológica, dicen relación con cuestiones técnicas del proyecto de marras y los efectos que podrían causar sobre la turbidez de las aguas de los lagos que se van a unir, para formar un mega lago, sobre el caudal mínimo ecológico que tendría el río afectado, con el funcionamiento de la presa, que éste quedaría seco entre el embalse del proyecto y la desembocadura y que el muro del embalse va a quedar sobre una falla geológica, cuestiones todas que escapan al presente recurso, y no es ésta la vía para conocer de ellos, sin perjuicio de que, de otro lado, los recurrentes nada han dicho sobre las áreas protegidas en ese sector de la presa, su entorno natural, las especies que allí habitan, si son domésticas, cultivadas o silvestres, y de qué modo la conservación de la diversidad biológica podría resultar vulnerada.

Resulta necesario mencionar que el sistema de áreas protegidas silvestres del Estado Chileno es administrado por la Corporación Nacional Forestal (CONAF). Las leyes 18.362 y 18.348, al no haber entrado en vigencia, impidieron también que el Sistema de Protección de las Áreas Silvestres Protegidas -SNASPE- en Chile lo pudiera hacer, sumado además que al condicionarse su entrada en

vigencia a la publicación en el Diario Oficial el decreto en cuya virtud el Presidente de la República disuelva la corporación de derecho privado denominada Corporación Nacional Forestal , cuestión que no ha sucedido, y aún cuando la Ley 19.300 menciona la existencia del SNASPE, no lo reglamenta, de modo tal que la materia sigue siendo tratada como una cuestión administrativa por la CONAF, a través de la Ley de Bosques. Sin perjuicio de lo anterior, Chile ha suscrito el Convenio sobre la Diversidad Biológica, de 1991, plasmado en el Decreto Supremo 1963, MINREL, de 28 de diciembre de 1994, y publicado en el Diario Oficial el 6 de mayo de 1995, y al cual se han referido los recurrentes.

No obstante la convicción de la Ilustrísima Corte de Apelaciones de Coyhaique que la dictación de la RCA, sobre el Estudio de Impacto Ambiental del proyecto de marras, no adolece de ilegalidad ni es arbitraria, a su vez, el tribunal de alzada fue del parecer que corresponde aplicar plenamente el principio preventivo recogido en la Ley N° 19.300 y, en consecuencia, dispuso la práctica de las medidas que voluntariamente el titular del proyecto, se comprometió a realizar al presentar el plan de medidas en el Estudio de Impacto Ambiental, sin cuya efectiva verificación y cumplimiento ese proyecto no podrá comenzar a operar ni, llegado el caso, continuar haciéndolo.

El 21 de agosto de 2014, la Corte Suprema en fallo unánime (causa rol 8774-2014) rechazó el recurso de protección presentado por la ONG Corporación Fiscalía del Medio Ambiente, en contra del proyecto de la central hidroeléctrica Río Cuervo. La sentencia de la Tercera Sala determina en su considerando cuarto:

Que sobre el particular resulta relevante hacer constar que no obstante establecerse en la parte final del inciso 1° del artículo 20 de la Carta Fundamental que la interposición del recurso de protección lo es sin perjuicio de los demás derechos que puedan hacerse valer ante la autoridad o los tribunales competentes, no puede perderse de vista que a contar de la dictación de la Ley N° 20.600, de 28 de junio de 2012, que crea los tribunales ambientales, son éstos los llamados a conocer de las controversias medioambientales que se encuentren sometidas a su competencia dentro de las cuales se encuentra por cierto la solicitud de invalidación de una resolución de calificación ambiental, conforme se desprende de la nueva institucionalidad ambiental y, en especial, de la lectura de los artículos 25 quinquies -precepto que contempla la revisión de la resolución de calificación ambiental durante la etapa de ejecución del proyecto-; 26 y 28, normas éstas que establecen la obligación de publicitar tanto el proceso de calificación ambiental como su resolución final, y 29 y 30 bis de la Ley N° 19.300, disposiciones que permiten deducir reclamación a cualquier persona natural o jurídica cuyas observaciones no hubieren sido debidamente consideradas en los fundamentos de la resolución de calificación ambiental⁶⁴.

Luego en su considerando noveno el fallo de marras establece:

“...en cuanto a que la Resolución de Calificación Ambiental impugnada significó incumplir el fallo antes aludido de esta Corte Suprema infraccionando con ello el artículo 3 del Código Civil, tal ilegalidad no aparece configurada toda vez que, conforme se dejó dicho en lo que precede, las observaciones formuladas por el SERNAGEOMIN fueron satisfechas, y en ese contexto, por Oficio Ordinario N° 01401, de 5 de septiembre de 2013, se pronunció sin observaciones respecto del nuevo Informe Consolidado de Evaluación del proyecto, sin perjuicio de las medidas de que se hizo mención en el motivo séptimo de este fallo”⁶⁵.

⁶⁴CHILE. Corte Suprema, Tercera Sala, Sentencia Rol 8774-2014. 2014.

⁶⁵CHILE. Corte Suprema, Tercera Sala, Sentencia Rol 8774-2014. 2014.

Con la confirmación por parte de la Corte Suprema del fallo de la Corte de Apelaciones de Coyhaique, que rechazó el recurso de protección, quedó la decisión respecto la aprobación o rechazo del proyecto sujeta a lo que resuelva el Comité de ministros respecto a las reclamaciones administrativas, lo que a la fecha de cierre de este trabajo, aún no ha sucedido.

CAPÍTULO IV: LAS ERNC Y EL CAMBIO CLIMÁTICO, MARCO JURÍDICO NACIONAL E INTERNACIONAL

¿Cuál es la necesaria relación entre el marco jurídico nacional e internacional del Cambio Climático y el desarrollo de las ERNC en Chile para dar cumplimiento al compromiso adquirido por nuestro país en la disminución de gases efecto invernadero?. Me ha parecido pertinente incluir en el presente trabajo, un capítulo referente a Cambio Climático fundamentalmente porque el sector energía es el principal causante de gases efecto invernadero, debido al uso de combustibles fósiles. La secretaria ejecutiva de la Convención para el Cambio Climático de las Naciones Unidas (ONU), Christiana Figueres, ha asegurado al sector energético de ser responsable del cambio climático al menos en un 80 por ciento. Durante una conferencia en el World Future Energy Summit de Abu Dabi (Emiratos Árabes Unidos), el año 2012, Figueres aseguró que, por este motivo, el sector energético debe ser "la mayor parte de la solución".

La mayoría de los GEI existen en forma natural, tales como el vapor de agua, el dióxido de carbono, el metano, el óxido de nitrógeno y el ozono. Sin estos gases la vida en el planeta se volvería prácticamente imposible: la temperatura promedio sería de alrededor de -18° Celsius, en vez de los 14,5° que hoy disfrutamos⁶⁶. El problema es que mientras mayor cantidad de GEI se emita a la

⁶⁶HENSON Robert, *The Rough Guide to Climate Change* (2a edición, Londres, Rough Guides, 2008), pp. 30.

atmósfera más radiación solar se absorbe, menos calor puede escapar al espacio exterior y, por consiguiente, la temperatura en la atmósfera y en todo el planeta aumenta. Este es el fenómeno que conocemos como efecto invernadero antropogénico o adicional, producto de un aumento de emisiones de GEI proveniente de la quema de combustibles fósiles, la agricultura, el cambio en el uso del suelo, la deforestación, la producción de cemento y otras actividades industriales.

Las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero están aumentando rápidamente y, en mayo de 2013, los niveles de dióxido de carbono (CO₂) en la atmósfera superaron por primera vez en varios cientos de miles de años las 400 partes por millón. La mayor parte de los análisis científicos señalan que nuestro clima ya está cambiando y prevén que los acontecimientos climáticos extremos (tales como tormentas, inundaciones y olas de calor) sean cada vez más frecuentes e intensos, así como la elevación de la temperatura global y del nivel del mar. Teniendo en cuenta las medidas ya aplicadas o las previstas pendientes de aplicar, parece que es probable que la elevación de la temperatura media mundial a largo plazo oscile entre los 3,6 °C y los 5,3 °C (en comparación con niveles preindustriales) y que la mayor parte del aumento se registre en el presente siglo. Aunque la actuación a escala mundial aún no es suficiente para limitar la elevación de la temperatura global a 2 °C, este objetivo sigue siendo técnicamente factible, si bien extremadamente exigente.

El mundo no está en la senda de alcanzar el objetivo acordado por los gobiernos de limitar la elevación de la temperatura media mundial a largo plazo a 2 grados Celsius (°C). Para conservar una posibilidad realista de alcanzar el objetivo de los 2 °C, es necesario actuar intensamente antes de 2020, fecha en que debe entrar en vigor un nuevo acuerdo internacional en materia climática. La energía se halla en el centro neurálgico de este desafío: el sector energético produce aproximadamente dos tercios de las emisiones de gases de efecto invernadero, puesto que más del 80% del consumo mundial de energía se basa en combustibles fósiles.

4.1 Régimen Jurídico Internacional Cambio Climático, La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

4.1.1 Antecedentes

Los primeros antecedentes concretos de dicho reconocimiento pueden encontrarse en la Primera Cumbre sobre el Clima, celebrada en Ginebra en 1979, pero más relevante fue el impulso dado por la Asamblea General de las Naciones

Unidas cuando reconoció el problema como una “preocupación común de la humanidad” mediante resoluciones Nos 43/53 de 1988 y 44/207 de 1989.

Hoy el régimen internacional del cambio climático está conformado por dos instrumentos obligatorios: la Convención marco de las Naciones Unidas sobre cambio climático (en adelante e indistintamente la Convención) y el “Protocolo de Kioto” (en adelante e indistintamente el “Protocolo”). A ellos se agregan las múltiples decisiones de las Partes, que si bien en principio no son obligatorias, su estatus jurídico es bastante discutido y en la práctica éste deberá calificarse según la decisión de que se trate, y sin perjuicio que muchas veces en la práctica operan de facto como tales.

La Convención tiene su antecedente directo en la Resolución 45/212 de las Naciones Unidas, de diciembre de 1990, en virtud de la cual la Asamblea General estableció el Comité Intergubernamental de Negociación para una Convención Marco sobre Cambio Climático. Acordada luego de cinco sesiones de negociaciones –entre febrero de 1991 y mayo de 1992–, fue abierta para su firma en la Conferencia de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente y el Desarrollo (la llamada “Cumbre de la Tierra”) celebrada en Río de Janeiro en junio de 1992, la Convención fue firmada por 155 Estados y entró en vigencia el 21 de marzo de 1994. Actualmente cuenta con 193 Estados parte (más la Unión Europea).

Chile ratificó el tratado en diciembre de 1994; fue promulgado mediante DS. N° 123 de 1995, del Ministerio de Relaciones Exteriores.⁶⁷

La Convención Marco para el cambio Climático se encarga de establecer los antecedentes que han llevado a la humanidad a la necesidad de suscribir dicho instrumento:

“...Recordando las disposiciones pertinentes de la Declaración de la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Humano, aprobada en Estocolmo el 16 de junio de 1972,

...Recordando las disposiciones de la resolución 44/228 de la Asamblea General, de 22 de diciembre de 1989, relativa a la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo, y las resoluciones 43/53, de 6 de diciembre de 1988, 44/207, de 22 de diciembre de 1989, 45/212, de 21 de diciembre de 1990, y 46/169, de 19 de diciembre de 1991, relativas a la protección del clima mundial para las generaciones presentes y futuras,

Recordando también las disposiciones de la resolución 44/206 de la Asamblea General, de 22 de diciembre de 1989, relativa a los posibles efectos adversos del ascenso del nivel del mar sobre las islas y las zonas costeras, especialmente las zonas costeras bajas, y las disposiciones pertinentes de la resolución 44/172 de la Asamblea General, de 19 de diciembre de 1989, relativa a la ejecución del Plan de Acción para combatir la desertificación,

Recordando además la Convención de Viena para la Protección de la Capa de Ozono, de 1985, y el Protocolo de Montreal relativo a las sustancias que agotan la capa de ozono, de 1987, ajustado y enmendado el 29 de junio de 1990,

Tomando nota de la Declaración Ministerial de la Segunda Conferencia Mundial sobre el Clima, aprobada el 7 de noviembre de 1990,

Conscientes de la valiosa labor analítica que sobre el cambio climático llevan a cabo muchos Estados y de la importante contribución de la Organización Meteorológica Mundial, el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente y otros órganos, organizaciones y organismos del sistema de las Naciones Unidas, así como de otros organismos internacionales e

⁶⁷URRUTIA Silva O, 2010, El régimen jurídico internacional del cambio climático después del “Acuerdo de Copenhague”. Revista de Derecho de la Pontificia Universidad Católica de Valparaíso XXXIV (Valparaíso, Chile, 1er Semestre de 2010). pp. 597 - 633.

intergubernamentales, al intercambio de los resultados de la investigación científica y a la coordinación de esa investigación⁶⁸.

4.1.2 Rol del sector energía en contexto del Cambio Climático

El sector energético es esencial para limitar el cambio climático. A pesar de la positiva evolución de algunos países, las emisiones mundiales de CO₂ derivadas de la energía crecieron un 1,4% y alcanzaron 31,6 gigatoneladas (Gt) en 2012, un máximo histórico. Los países no pertenecientes a la OCDE han pasado de generar el 45% de las emisiones mundiales en 2000 a producir el 60% actualmente. En 2012, China fue el país que más contribuyó al incremento de las emisiones mundiales de CO₂, aunque el aumento de las emisiones en este país fue uno de los más bajos del último decenio, gracias en gran medida al crecimiento de las energías renovables y a una significativa mejora de la intensidad energética de su economía. En Estados Unidos, la mayor utilización de gas en lugar de carbón, en la generación eléctrica, contribuyó a que las emisiones se redujeran en 200 millones de toneladas (Mt), devolviéndolas a niveles de mediados de los años 1990.

Con todo, las alentadoras tendencias observadas en China y Estados Unidos bien podrían invertirse. Por su parte, en Europa, pese al aumento del uso del

⁶⁸ MANUAL Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático, ONU, 2006. ISBN: 92-9219-049-0.

carbón, las emisiones disminuyeron 50 Mt como resultado de la contracción económica, del crecimiento de las energías renovables y de la existencia de límites máximos de emisiones para los sectores industrial y energético. En Japón, las emisiones aumentaron cerca de 70 Mt, ya que los esfuerzos por mejorar la eficiencia energética no compensaron completamente el mayor uso de combustibles fósiles para reemplazar la reducción de la energía nuclear.

Aun asumiendo que se pongan en marcha las políticas previstas aún no aplicadas, se prevé que, para 2020, las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero relacionadas con la energía serán 4 Gt CO₂ equivalente (CO₂e) superiores al nivel que permitiría alcanzar el objetivo de los 2 °C, lo que pone de manifiesto la envergadura del desafío al que hay que hacer frente en la presente década⁶⁹.

Sin embargo, no todas las noticias son negativas, en 2014 el crecimiento económico y las emisiones GEI se desacoplaron por primera vez en 40 años, de acuerdo a información proporcionada por la Agencia Internacional de Energía: “Data from the International Energy Agency (IEA) indicate that global emissions of carbon dioxide from the energy sector stalled in 2014, marking the first time in

⁶⁹ AGENCIA Internacional de Energía (AIE), 2013. Dibujando un nuevo Mapa Energía-Clima, Perspectivas de la energía en el mundo, Informe especial. París, junio 2013.

40 years in which there was a halt or reduction in emissions of the greenhouse gas that was not tied to an economic downturn.

...Global emissions of carbon dioxide stood at 32.3 billion tonnes in 2014, unchanged from the preceding year. The preliminary IEA data suggest that efforts to mitigate climate change may be having a more pronounced effect on emissions than had previously been thought.

The IEA attributes the halt in emissions growth to changing patterns of energy consumption in China and OECD countries. In China, 2014 saw greater generation of electricity from renewable sources, such as hydropower, solar and wind, and less burning of coal. In OECD economies, recent efforts to promote more sustainable growth – including greater energy efficiency and more renewable energy – are producing the desired effect of decoupling economic growth from greenhouse gas emissions.

...In the 40 years in which the IEA has been collecting data on carbon dioxide emissions, there have only been three times in which emissions have stood still or fallen compared to the previous year, and all were associated with global economic weakness: the early 1980's; 1992 and 2009. In 2014, however, the global economy expanded by 3%⁷⁰.

⁷⁰ Los datos de la Agencia Internacional de Energía (AIE) indican que las emisiones globales de dióxido de carbono del sector de la energía se estancaron en 2014, siendo la primera vez en 40 años en los que sucede una detención o reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero no relacionada a una recesión económica.

Las emisiones mundiales de dióxido de carbono se situó en 32,3 mil millones de toneladas en 2014, sin cambios respecto al año anterior. Los datos preliminares de la AIE indican que los

4.1.3 Compromisos adquiridos y medidas adoptadas por los países OCDE.

Los países OCDE, organización de la que forma parte Chile, son los principales firmantes y quienes han adquirido los compromisos más ambiciosos respecto a las emisiones de gases efecto invernadero. A su vez son los principales causantes del calentamiento global. Las obligaciones adquiridas se encuentran plasmadas principalmente en la Convención Marco sobre Cambio Climático, cuyo objeto es estabilizar las emisiones de GEI a un nivel que “evite interferencias antropogénicas peligrosas con el sistema climático”, para lo cual se establecen ciertas obligaciones comunes a todas las Partes y otras específicas que recaen sobre los países individualizados en los Anexos I (países industrializados y economías en transición) y II (sólo industrializados), según la obligación de que se trate.

esfuerzos para mitigar el cambio climático pueden estar teniendo un efecto más pronunciado sobre emisiones que se había pensado.

La AIE atribuye el congelamiento en el crecimiento de las emisiones a cambio de los patrones de consumo de energía en China y los países de la OCDE. En China, el 2014 vio una mayor generación de electricidad a partir de fuentes renovables, como la energía hidráulica, solar y eólica, y menos quema de carbón. En las economías de la OCDE, los recientes esfuerzos para promover un crecimiento más sostenible - incluyendo una mayor eficiencia energética y más energía renovable- están produciendo el efecto deseado de disociar el crecimiento económico de las emisiones de gases de efecto invernadero.

En los 40 años en los que la AIE ha estado recogiendo datos sobre las emisiones de dióxido de carbono, sólo ha habido tres momentos en los que las emisiones de haberse detenido o disminuido en relación con el año anterior, y todos estaban asociados con la debilidad económica mundial: a principios de 1980; 1992 y 2009. En 2014, sin embargo, la economía mundial creció un 3%.

En cuanto a las obligaciones específicas para los Estados individualizados en el Anexo I de la Convención (en adelante países Anexo I), el artículo 4.2. establece la principal obligación del tratado. Su letra a) señala que dichos Estados “tomarán las medidas correspondientes de mitigación del cambio climático, limitando sus emisiones antropógenas de gases de efecto invernadero y protegiendo y mejorando sus sumideros y depósitos de gases de efecto invernadero”. Para ello, la letra b) señala que presentarán información detallada acerca de las políticas y medidas para tal fin, así como acerca de las proyecciones resultantes con respecto a las emisiones antropógenas por fuentes y la absorción por los sumideros de dióxido de carbono y otros GEI, “con el fin de volver dichas emisiones a los niveles de 1990”, Las Partes individualizadas en el Anexo I tienen otras obligaciones de entrega de información, artículos 4.2.(b) y 12.5, además del deber de coordinar y revisar periódicamente las políticas económicas relevantes que contribuyen al incremento de GEI, artículo 4.2.(d).

La Convención reconoce entonces que las partes deben orientarse a la mitigación a través de la reducción de las emisiones en su fuente y la mejora de los sumideros, de manera que remuevan mayores cantidades de GEI de la atmósfera. Sin embargo no hay un compromiso específico de estabilizar emisiones sino sólo la intención de hacerlo a los niveles que existían en 1990, sin obligaciones cuantificables por países. En materia de mitigación los

compromisos son todavía más generales, y lo mismo puede decirse de las disposiciones en materia de transferencia de tecnología y ayuda financiera.

La Convención entró en vigencia el 21 de marzo de 1994, las partes acordaron una pronta revisión de sus términos. El raciocinio fue que si se quería algún progreso serio para reducir emisiones de GEI debían establecerse compromisos tangibles y no metas indeterminadas. Las negociaciones se iniciaron en la “Primera Conferencia de las Partes” (“Conference of the Parties” o COP), donde se decidió lanzar un proceso para reforzar las obligaciones de los países Anexo I, en lo que se conoció como “el Mandato de Berlín”. Después de una compleja negociación se acuerda, en la COP 3 celebrada en Kioto en 1997, el “Protocolo” de la Convención, en lo que para muchos autores constituye uno de los acuerdos multilaterales más complejos jamás celebrados. El tratado fue abierto a la firma de los Estados en marzo de 1998.

Los objetivos, principios e instituciones generales del “Protocolo” son básicamente los mismos de la Convención, manteniendo firmemente la diferencia entre los países Anexo I y los demás. Las obligaciones comunes a todas las partes tampoco difieren sustancialmente. Así, por ejemplo, el artículo 10 del “Protocolo” señala que: “teniendo presente sus responsabilidades comunes pero diferenciadas”, todas las partes formularán planes nacionales para mejorar datos e información y programas con medidas de mitigación y adaptación. Con algunas

diferencias, en general no hay mayores cargas ni obligaciones para los países en desarrollo respecto de aquellas ya señaladas en la Convención. La situación es, como se sabe, muy distinta tratándose de los países desarrollados y los países que entonces constituían economías en transición (países de Europa Oriental): en virtud del “Protocolo de Kioto” asumen por primera vez un compromiso cuantificable de reducción de emisiones con un plazo predeterminado para su cumplimiento. De esta forma, los Estados individualizados en el Anexo I de la Convención adquieren la obligación de no exceder sus cantidades asignadas de emisiones de ciertos GEI –expresadas en toneladas de dióxido de carbono equivalente– para el período de compromiso de cinco años que comprende desde el año 2008 a 2012. Estas cantidades asignadas constituyen, en definitiva, el total de GEI que cada país del Anexo I puede emitir en promedio durante dicho período, y se calculan de acuerdo con las limitaciones que cada parte asumió individualmente, según consta en el mismo Anexo B del “Protocolo”.

La obligación de reducir emisiones por parte de los países Anexo I, equivale a un promedio de 5,2% por debajo de los niveles que dichos países tenían en 1990. Se trata de reducciones en promedio, porque son límites distintos para cada Estado Parte, y así hay algunos que están obligados a reducir bastante más de dicha cantidad –varios miembros de la Unión Europea, por ejemplo– mientras otros pueden incluso aumentar sus emisiones –como Australia, Noruega e Islandia–. Asimismo, el año de referencia como línea de base es por regla general

1990, pero hay algunos Estados que fueron autorizados a considerar años distintos. En definitiva, y como señala el artículo 3 del “Protocolo”, la finalidad es que los países Anexo I disminuyan conjuntamente la totalidad de sus emisiones en, al menos, un 5% respecto de aquellas existentes al año 1990. Esta obligación guarda consistencia con el principio contaminador–pagador, uno de los fundamentos del derecho internacional ambiental reconocido en el Principio 16 de la “Declaración de Río”: los países industrializados tienen una responsabilidad histórica en la emisión masiva de GEI, la que en virtud de las obligaciones acordadas en Kioto debían comenzar tímidamente a asumir.

Bajo el régimen de Kioto, las partes obligadas a reducir emisiones son libres para decidir cómo alcanzan sus metas de acuerdo con sus propias políticas internas. Es en esta parte donde el “Protocolo” estableció algunos de sus elementos más novedosos, pero también polémicos: los mecanismos flexibles, creados para ayudar a las partes Anexo I a cumplir con sus metas de reducción (comercio de emisiones, implementación conjunta y mecanismo de desarrollo limpio). Evidentemente, el tratamiento de dichos instrumento excede el objeto de este artículo.

Si bien el “Protocolo” fue adoptado el 11 de diciembre de 1997, hubo muchos aspectos de contenido que todavía eran ambiguos y debían ser clarificados con anterioridad a su entrada en vigencia, lo que las propias partes reconocieron como urgente. Estas negociaciones demostraron ser casi tan complejas como las del “Protocolo”, pues de ellas dependía si los Estados Anexo I en definitiva lo

ratificarían o no. Sólo en la COP 7 de 2001 se pudo alcanzar consenso, con los llamados “Acuerdos de Marrakech”, que contienen en realidad las reglas específicas de implementación del “Protocolo”, resolviendo complejas materias tales como la extensión de los mecanismos flexibles, las reglas de cumplimiento y las sanciones.

La COP 15 de 2009 realizada en Copenhague, había concentrado grandes expectativas, muestra de esto fue que las acreditaciones superaron las 40.000, respecto a los acuerdos que se lograrían para establecer los nuevos objetivos que reemplazarían los del Protocolo de Kioto. Esta cumbre fue la culminación de un proceso de preparación que se inició en Bali en 2007, con una "Hoja de Ruta" adoptada por los países miembros. El objetivo principal de esta conferencia se había fijado como la conclusión de un acuerdo jurídicamente vinculante sobre el clima, válido en todo el mundo, que se aplicara a partir de 2012. Pero lograr un acuerdo de esta naturaleza, tenía varios puntos críticos:

- a) La reducción de las emisiones de los países desarrollados. La Unión Europea había anunciado en 2007 un plan de reducción de sus emisiones de CO₂ en un 20% para el 2020, pero ningún otro país había expresado metas concretas para una reducción.
- b) El dilema de los países en desarrollo para compatibilizar crecimiento económico con la disminución en sus emisiones. En marzo de 2009, México fue el primer país en desarrollo en proponer una meta para reducir

sus emisiones, en diciembre de 2008, con la meta de disminuir en un 50% sus emisiones de gases con efecto invernadero para 2050. Dos meses antes de la cumbre, en septiembre de 2009, China anunció un plan en el que propuso reducir la intensidad de sus emisiones. En noviembre de 2009, Brasil propuso reducir las emisiones derivadas de la deforestación, que es la principal fuente de emisiones de gases de efecto invernadero, en un 80% en 2020.

- c) Medidas de apoyo a los países pobres. . La ONU ha instado al mundo occidental a ayudar a los países pobres a prepararse para las consecuencias del cambio climático; por eso creó un Fondo de Adaptación, sin embargo, conseguir el financiamiento para este plan, ha resultado difícil.

Los países del G8 ya habían acordado entre ellos, en julio del 2009, limitar el aumento de la temperatura a 2 °C respecto a los niveles preindustriales. Sin embargo, a iniciativa de los pequeños países insulares, que peligran si se produjera un aumento generalizado del nivel del mar por un deshielo masivo de los polos, un centenar de naciones en desarrollo solicitaron que el límite se estableciera en 1,5°.

La última noche de la Cumbre, se logró un acuerdo entre cuatro grandes países en desarrollo, China, India, Brasil y Sudáfrica y Estados Unidos. El documento

incluía, de forma orientativa, la reducción de emisiones que cada país ha presentado a la cumbre; las reducciones definitivas debían presentarse al 3 de febrero de 2010. El pacto no incluye la verificación de emisiones que rechazaba China, por lo tanto, cada país comunicará sus emisiones a la ONU respetándose la soberanía nacional.

Finalmente fueron 31 los países dispuestos a firmar el acuerdo, pero dado que la Convención de Cambio Climático funciona por consenso, la oposición de un solo país impedía llegar a un acuerdo, por lo que el pacto no logró ser oficial.

En la XVII Conferencia de Partes, realizada en Durban en 2011, el principal asunto sin resolver siguió siendo el futuro del Protocolo de Kioto que pidió a las naciones industrializadas reducir las emisiones. De acuerdo con la resolución aprobada en Durban, los principales emisores de gases de efecto invernadero, como EE.UU. y los países de reciente industrialización: Brasil, China, India y Sudáfrica, están dispuestos a iniciar un proceso que se completará en 2015 y que concluirá con un acuerdo legalmente vinculante de protección climática.

La última Conferencia de partes, la XX, se realizó en diciembre de 2014 en Lima, y se presentó con los objetivos de avanzar definitivamente hacia un acuerdo definitivo para sustituir el protocolo de Kyoto; consolidar un mecanismo de fondos para enfrentar el cambio climático y; alcanzar compromisos por país en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

El 14 de diciembre se logró la firma del texto. Los principales acuerdos logrados fueron:

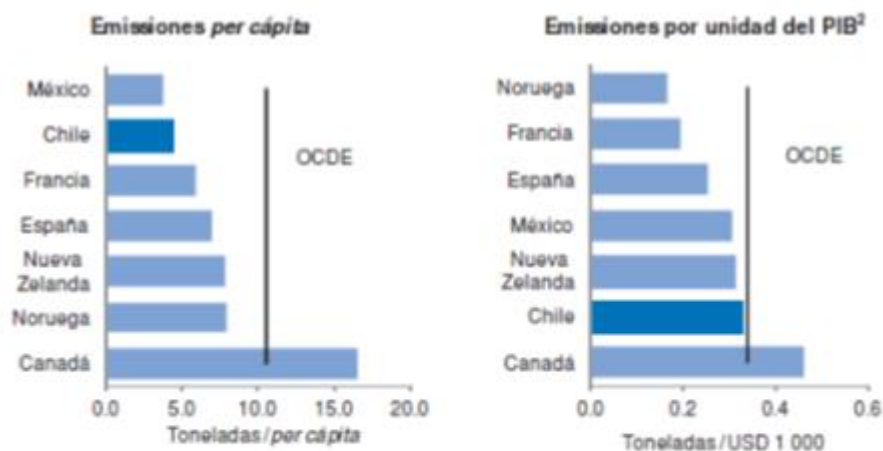
- a) La presentación de planes nacionales antes de marzo y los compromisos cuantificables de reducción de gases de efecto invernadero, antes de 1 de octubre de 2015.
- b) Se aprobó el aporte de 10.200 millones de dólares al Fondo Verde para el Clima
- c) Los países se comprometen a fortalecer políticas de sensibilización y educación sobre el medio ambiente para sus habitantes.

Sin lugar a dudas, el principal problema que ha tenido la aplicación de la Convención Marco para el Cambio Climático y sobretodo el Protocolo de Kioto, es la imposibilidad de lograr acuerdos vinculantes que permitan efectivamente reducir las emisiones de acuerdo a lo que diversos estudios científicos señalan, en las principales economías industrializadas del mundo, a su vez, lograr conjugar el necesario compromiso que deben adquirir también los países en desarrollo sin mermar su camino para lograr el bienestar de su población, y ayudar decididamente a los países pobres para que logren construir su futuro de manera sostenible con la nueva realidad mundial. Vamos a ver si la XXI Conferencia de Partes a realizarse en París en el mes de diciembre, cumple con las expectativas que se ha planteado de lograr un acuerdo mundial para reducir las emisiones efectos invernadero.

4.2 Chile y el Cambio Climático

4.2.1 Antecedentes

De acuerdo a estadísticas del World Resources Institute para el año 2007, Chile no es un emisor relevante a nivel mundial, ya que representa sólo el 0,26% de las emisiones de GEI (excluido uso de la tierra, cambio de uso de la tierra y silvicultura), situándose en el lugar 44 de mayor a menor emisor entre 186 países. Sin embargo, Chile es uno de los países del mundo occidental con mayor crecimiento de las emisiones de Gases Efecto Invernadero. De acuerdo a los datos de la Agencia Internacional de energía, mientras la tasa de crecimiento anual entre 1990-2007 en Chile fue de 3.67%, el promedio de los países OECD fue 0.93%, en Latinoamérica 3.08%, y en el mundo 1.90%.



1. Emisiones de CO2 por el uso de energía.
2. PIB a precios y paridad de poder de compra de 2005.

Fuente: International Energy Agency (2010a), *CO2 Emissions from Fuel Combustion 2010*, OCDE, París. DOI: 10.1787/9789264096134-en; IEA (2010b), "World energy balances", *IEA World Energy Statistics and Balances* (base de datos), DOI: 10.1787/data-00512-en (accedida el 17 de marzo de 2011); Base de datos de Perspectivas Económicas de la OCDE 87; Base de datos de Perspectivas Económicas de la OCDE 88.

Gráfico N°7: Emisiones GEI per cápita y por unidad del PIB

4.2.2 Rol del sector energía en Chile en contexto del Cambio Climático

Chile sólo entre los años 2000-2006 aumentó sus emisiones efecto invernadero en un 37%. A nivel sectorial se aprecia la importancia del sector del uso y cambio de uso del suelo y forestal (CUTS o LULUCF, por sus siglas en inglés) en el caso de las capturas de CO2 en Chile, aunque la captura neta se ha visto progresivamente reducida entre 1984 y 2006. En términos absolutos, el sector energía aporta en forma dominante y creciente a los valores de emisiones nacionales.

Respecto a las emisiones y capturas nacionales de los tres principales GEI del inventario chileno: el dióxido de carbono (CO2), el metano (CH4), y el óxido nitroso (N2O) se puede indicar que el CO2 es el principal GEI emitido en Chile. Al año 2000 representaba el 55% del total de emisiones netas de CO2eq del inventario anual, en tanto que en 2006, su importancia subió al 65%. En el caso

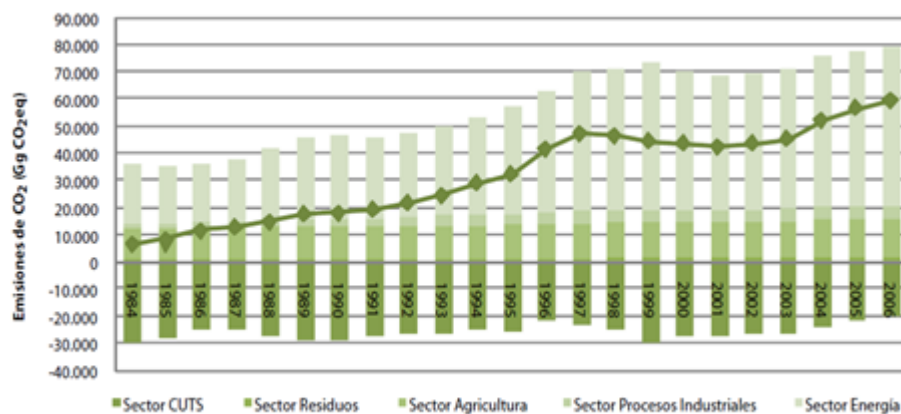
de las capturas de CO₂, que ocurren por procesos fotosintéticos en la naturaleza, estas disminuyeron desde 29,8 millones de ton de CO₂ a 22 millones de ton de CO₂ entre los años 2000 y 2006, de acuerdo a la contabilidad de la metodología de preparación de los inventarios, lo que corresponde a un decremento de un 26%. Ahora bien, el CH₄ es, después del CO₂, el GEI que tiene mayor impacto en las emisiones del país. En 2000 representaba el 27% del total de emisiones netas de CO₂eq del inventario anual, en tanto que el año 2006 correspondía al 21%. El sector agricultura es el que más contribuye con emisiones de metano. El N₂O representaba el 18% del total de emisiones netas de CO₂eq del Ingei en 2000, en tanto que en 2006, correspondía al 14% del CO₂eq. El 88% de las emisiones de este GEI provienen del sector agricultura para 2000, porcentaje que se reduce marginalmente a un 87% para el 2006⁷¹.

Sector	Tipo	2000 Gg CO ₂ eq	2006 Gg CO ₂ eq	Variación %
Sector energía	emisiones	51.279	57.806	13%
Sector procesos industriales	emisiones	4.447	5.361	21%
Sector agricultura	emisiones	13.103	13.401	2%
Sector cambio en el uso de la tierra y silvicultura (CUTS)	emisiones y capturas	-27.446	-19.386	29%
Sector residuos	emisiones	2.028	2.489	23%
Total país	Balance global	43.410	59.672	37%

Fuente: Ministerio del Medio Ambiente, 2011

Tabla N°8: Emisiones y captura GEI en Chile, año 2000 y año 2006

⁷¹ MINISTERIO del Medioambiente, 2011. Segunda Comunicación Nacional de Chile ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático. Santiago, 2011. 20p.



Fuente: Ministerio del Medioambiente 2011.

Gráfico N°8: Emisiones, capturas y balance de GEI por sector, periodo 1984-2006

En la información recogida en la tabla N°8 y el gráfico N°8 recién presentados, queda establecido que Chile no es la excepción en el mundo en cuanto a la participación predominante del sector energía en las emisiones de gases efecto invernadero. Esto nos permite confirmar que Chile para cumplir con sus compromisos en cuanto a la reducción de emisiones GEI, necesariamente debe considerar, como principal factor, impulsar un aumento en la participación de las energías renovables no convencionales en la matriz energética chilena.

4.2.3 Marco Institucional del Cambio Climático en Chile

En el 2010 finalizó un proceso de transformación de la institucionalidad ambiental chilena, que comenzó a gestarse en el año 2006. Dirigido a darle más fuerza, pasando de un modelo de coordinación multisectorial en manos de la

Comisión Nacional del Medio Ambiente (Conama) a un modelo de organización más centralizado e influyente, como es el Ministerio del Medio Ambiente.

El proceso tuvo como principal herramienta legal la Ley N°20.417 de 2010, que crea el Ministerio del Medio Ambiente, el Servicio de Evaluación Ambiental, la Superintendencia del Medio Ambiente y los Tribunales Ambientales. Esta Ley destaca en forma importante el trabajo que le compete al Ministerio en el desarrollo de la temática del cambio climático en el país, estableciendo específicamente y, por primera vez en la legislación chilena, un mandato especial al respecto a nivel gubernamental, al indicar que “(...) le corresponderá especialmente al Ministerio el proponer políticas y formular los planes, programas y planes de acción en materia de cambio climático.” (Art.70, letra h). Se generaran desafíos relevantes orientados a la implementación de este mandato. Cabe destacar que en el marco de la nueva institucionalidad, se considera al cambio climático como uno de los cinco ejes temáticos del Ministerio, agregándose a los temas de aire, agua, residuos sólidos y, recursos naturales y biodiversidad. Desde el punto de vista de la organización de los temas asociados al cambio climático, se creó formalmente la Oficina de Cambio Climático, bajo el alero de la Subsecretaría del Ministerio, la que cuenta con un presupuesto anual para la realización de estudios y consultorías de apoyo al trabajo que realiza. También esta Oficina es la encargada de participar activamente en los procesos de negociación internacional asociados a la implementación de la Convención, la coordinadora del Comité de la Autoridad Nacional Designada del Mecanismo de

Desarrollo Limpio, punto focal del Panel Intergubernamental en Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés) y secretaria técnica de los comités interministeriales en cambio climático.

Chile ratificó en 1994 la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático e igualmente se hizo parte de su Protocolo de Kioto, en el convencimiento de que se requería una respuesta mundial a un fenómeno de consecuencias ambientales importantes, en particular para los países especialmente vulnerables. Desde entonces ha estado presente aportando a las discusiones y esfuerzos internacionales y ha cumplido los compromisos que le corresponden como país en vías de desarrollo. En este contexto y tomando en consideración la necesidad de coordinar los esfuerzos internos y la política exterior nacional en esta materia, el Gobierno de Chile estableció en 1996, por decreto supremo, su principal institucionalidad a la fecha al crear un Comité Nacional Asesor para el Cambio Global⁷². La presidencia de este comité fue asumida por la Conama, organismo coordinador creado por ley en 1994 para desarrollar la gestión ambiental del país y contribuir a garantizar el derecho constitucional de todos(as) los ciudadanos(as) de vivir en un ambiente libre de contaminación.

⁷² MINISTERIO del Medioambiente, 2011. Segunda Comunicación Nacional de Chile ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático. Santiago, 2011. 79p.

A su vez, la vicepresidencia recayó en el Ministerio de Relaciones Exteriores y su integración consideró tanto representantes del sector público como de la academia, además de contemplar la posibilidad de resolver la incorporación de otras instituciones u organismos privados. El comité fue diseñado con el objeto de asesorar y coordinar a las distintas instituciones vinculadas a la temática y, entre otros temas, jugando un rol trascendental en la discusión de las posiciones nacionales a presentar en la negociación internacional y ha sido clave en la producción de instrumentos nacionales. A modo de ejemplo, estuvo encargado de aprobar la Primera Comunicación Nacional sobre el Cambio Climático, documento que contenía un inventario nacional de las emisiones de gases de efecto invernadero e identificaba las opciones de mitigación, así como la vulnerabilidad del país y las medidas de adaptación.

Asimismo, tomando en cuenta las consideraciones sobre vulnerabilidad de Chile, la importancia del cumplimiento de los compromisos internacionales y la necesidad de mejorar el conocimiento sobre el impacto del cambio climático, el Comité jugó un rol relevante en la preparación el año 2006 de la Estrategia Nacional de Cambio Climático. Esta consideró como ejes primordiales los de la adaptación, la mitigación y el fomento y, la creación de capacidades. De modo de operacionalizar dicha estrategia, el año 2008 el Consejo Directivo de Conama aprobó el Plan de Acción Nacional de Cambio Climático.

Por instrucción presidencial se creó el año 2009 un Comité Interministerial de Cambio Climático. La integración actual de este Comité contempla a las carteras de Medio Ambiente, Relaciones Exteriores, Agricultura, Transportes y Telecomunicaciones, Energía, Economía, Hacienda, Minería y Obras Públicas. Este comité también cuenta con un comité técnico, que se reúne con más frecuencia para desarrollar los temas técnicos y asesorar al nivel ministerial. En 2010, con el fin de ampliar el espacio de intercambio de información y diálogo sobre cambio climático entre el Gobierno y otros actores relevantes, se crearon dos mesas de trabajo, una de carácter público-privada y otra, público sociedad civil. Estas mesas se convocaron para ampliar las oportunidades de que dichos actores se involucren y participen del proceso de fortalecimiento del tema en Chile.

El avance institucional en Chile, hasta el 2010, se presenta en la siguiente línea de tiempo:



Fuente: Elaboración Oficina Cambio Climático, MMA
 Tabla N°9: Avance Institucional relativo a Cambio Climático

4.2.4 Compromisos adquiridos por Chile y vinculación con el desarrollo de las ERNC.

Como ya se ha dicho anteriormente, Chile es parte ratificante de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (1994) y de su Protocolo de Kyoto (2002), oficializándolos como Leyes de la República. Como tal, tiene responsabilidad en el cumplimiento de las obligaciones adquiridas. No posee compromisos de reducción de emisiones, pero sí debe elaborar periódicamente su Comunicación Nacional, que debe contener información sobre inventario de emisiones de gases de efecto invernadero; vulnerabilidad al cambio climático; opciones de adaptación a él, y opciones de mitigación de las emisiones.

El camino recorrido por Chile, relativo a instrumentos de acuerdo a los compromisos adquiridos con la suscripción de la Convención Marco sobre Cambio Climático y el Protocolo de Kioto, cronológicamente son:

- La Primera Comunicación Nacional de Chile ante la Convención Marco de Las Naciones Unidas Sobre Cambio Climático de 1999.
- La Estrategia Nacional de Cambio Climático de 2006.
- El Plan de Acción Nacional de Cambio Climático 2008-2012.
- La Segunda Comunicación Nacional de Chile ante la Convención Marco de Las Naciones Unidas Sobre Cambio Climático de 2011.

- La Evaluación de Medio Término del Plan de Acción Nacional de Cambio Climático.
- Plan de adaptación para el sector silvoagropecuario de 2013.
- Plan Nacional de adaptación al Cambio Climático de 2014.

Acuerdo de Copenhague, COP 15, diciembre de 2009, Chile manifiesta su voluntad, pero no suscribe el compromiso surgido en el COP 15 de bajar las emisiones de gases efecto Invernadero en un 20% al 2020. Las partes no incluidas en el anexo I de la Convención aplicarán medidas de mitigación entre ellas las que presenten a la secretaría a más tardar el 31 de enero de 2010 (FCCC/CP/2009/11/Add.1, párr. 5). Chile presentó su plan de mitigación el 22 de octubre de 2012.

En diciembre de 2009, el Congreso Nacional aprobó la Ley N° 20.402 que crea el Ministerio de Energía (Minenergía), la que entro en vigencia el 1 de febrero del año 2010. Los servicios dependientes del Ministerio con un rol fundamental en la mitigación sectorial de las emisiones de gases de efecto invernadero relacionadas con el sector Energía son: el Centro de Energías Renovables (CER), el Programa País de Eficiencia Energética (PPEE) y la Agencia Chilena Eficiencia Energética (AChEE).

A su vez, las principales características de estas tres instituciones son⁷³:

a) Centro de Energías Renovables (CER): El año 2009 se creó el Centro de Energías Renovables, dependiente de la Corporación de Fomento de la Producción(CORFO) y bajo la dirección del Ministerio de Energía, con el propósito de servir de antena tecnológica para el desarrollo de las energías renovables en el país.

El modelo adoptado para este Centro, posibilita que este pueda servir de plataforma para capturar el conocimiento generado respecto de la materia en el mundo, para luego analizar su viabilidad de aplicación en el país y promover su uso en el ámbito privado. El CER desarrolla, principalmente, tres líneas de acción:

- Centro de información: El CER cuenta con un servicio de atención al cliente, donde se reciben a todos los actores involucrados en esta industria para responder de forma rápida y efectiva a sus inquietudes.
- Acompañamiento de proyectos de inversión y de pilotos de ERNC: El CER acompaña a los proyectos de inversión y pilotos de ERNC durante su desarrollo, facilitando las gestiones institucionales para lograr su materialización efectiva. Dentro de esta línea de acción, el CER apoya en la tramitación, articula “match making” para financiamiento, orienta el uso

⁷³ MINISTERIO del Medioambiente, 2011. Segunda Comunicación Nacional de Chile ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático. Santiago, 2011. 194p.

de los instrumentos de fomentos, establece redes de capital humano y entrega orientación técnica, en general.

- Promoción y difusión de ERNC: El CER genera instancias de difusión de ERNC a nivel nacional, a través de cursos, talleres, seminarios, capacitaciones, encuentros, actividades y mesas de trabajo.

b) Programa País de Eficiencia Energética (PPEE): El año 2005, el Gobierno de Chile impulsó y convocó la participación de actores públicos y privados y, encargó al Ministerio de Economía la puesta en marcha e implementación del Programa País de Eficiencia Energética. Su creación surge de la evaluación de desempeño ambiental realizada al país por la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), el que resaltó, entre sus recomendaciones, la importancia de incorporar la eficiencia energética en el desarrollo del país.

El PPEE, que en enero de 2008 pasó a depender de la Comisión Nacional de Energía, ha contribuido al desarrollo energético sustentable de Chile, impulsando junto a otras instituciones públicas y privadas grandes avances como la reducción de la demanda energética en el Sistema Interconectado Central del 2,6% entre marzo de 2008 y marzo de 2009, en comparación a igual período del año anterior y, la instalación definitiva de la Eficiencia Energética como uno de los pilares de la política energética nacional.

La relevancia que esta materia tiene en el desarrollo sectorial se ha visto reflejada en un aumento significativo y paulatino del presupuesto del Programa País de

Eficiencia Energética de la Comisión Nacional de Energía, pasando de US\$ 1 millón en 2006 a US\$ 3,5 millones en 2007, para luego subir a los US\$ 13 millones en 2008 y a cerca de US\$ 40 millones en el año 2009.

c) Agencia Chilena de Eficiencia Energética (ACHEE)

Dada la atribución conferida en la Ley N° 20.402 al recientemente creado Ministerio de Energía, se creó en el año 2010 la Agencia Chilena de Eficiencia Energética, entidad sucesora del PPEE, en la que participan los Ministerios de Transportes y Telecomunicaciones, de Vivienda y Urbanismo y de Energía, con la concurrencia también del mundo académico y empresarial. Esta agencia sustituirá el rol de implementación de líneas de acción y proyectos del PPEE, quedando el rol de diseño y establecimiento de políticas públicas de eficiencia energética en la división respectiva del Ministerio de Energía.

El objetivo fundamental de esta Agencia es el estudio, evaluación, promoción, información y desarrollo de todo tipo de iniciativas relacionadas con la diversificación, ahorro y uso eficiente de la energía. Su misión es la de servir de ejecutor y puente de las políticas públicas de eficiencia energética trazadas en el ministerio hacia los sectores de utilización final de la energía.

CONCLUSIONES:

El presente trabajo de investigación, constituye un esfuerzo por analizar el modelo energético chileno y cuál es su lugar en el contexto internacional, específicamente en lo relativo a las Energías Renovables no Convencionales.

El primer capítulo, se refiere a las políticas de incentivo presentes en Chile y la experiencia exitosa de algunos países, explicando brevemente en qué consisten las más utilizadas y cuáles son sus ventajas y desventajas, estableciendo que son una realidad en el mundo y no solamente en los países de altos ingresos. Al analizar los incentivos presentes en Chile a las ERNC se concluye que si bien ha aumentado la participación de éstas en la matriz energética, esta se ve determinada más bien por la competitividad que han alcanzado las tecnologías ERNC y no a que existan los incentivos adecuados.

En el segundo capítulo, se analiza la institucionalidad y regulación relativa a ERNC en el país, el que permite observar la falta de sistematización de su regulación en el ordenamiento jurídico chileno, siendo la mayoría de las veces insertos, modificaciones o eliminaciones de artículos a la Ley General de Servicios Eléctricos. También se observa una falta de voluntad en fomentar efectivamente las ERNC con la aprobación de leyes como la ley 20.571 donde

finalmente el incentivo para los privados a invertir en sus hogares en tecnologías ERNC es casi nulo.

Luego, me pareció pertinente analizar casos de judicialización de proyectos ERNC y algunos casos emblemáticos no ERNC. Dicho análisis jurisprudencial permite mostrar el colapso del modelo energético chileno, con un Estado pasivo, dejando a los privados la decisión de dónde, cómo y cuándo desarrollar proyectos energéticos, lo que ha redundado en una conflictividad recurrente entre la comunidad afectada y las empresas, principalmente determinada por la escala y emplazamiento de los proyectos, por una parte, y la ausencia de participación ciudadana y planes de Ordenamiento Territorial, que servirían para evitar o prevenir los conflictos y, por ende, su posterior judicialización. En este contexto los proyectos ERNC no son la excepción, los que han tenido mayor conflictividad han sido justamente por la escala del proyecto que acarrea mayor daño ambiental, o por no haber realizado participación ciudadana adecuadamente, la que en casos de haber pueblos originarios involucrados, debe ser previa, libre e informada, de acuerdo al Convenio 169 de la OIT.

En el último capítulo de mi trabajo, me pareció necesario recordar la necesaria relación existente entre Cambio Climático, y su principal causante, la energía. Toda vez que el marco jurídico internacional relativo a Cambio Climático y las

medidas que debe adoptar Chile para reducir sus emisiones de gases efecto invernadero, se convierten en un fuerte motivo para que nuestro país se comprometa decididamente con lograr una mayor participación de Energías Renovables no Convencionales en la matriz.

De este modo, me parece se ha alcanzado el objetivo principal de mi investigación, a saber: analizar la regulación nacional e internacional, relativa a las ERNC, en el contexto del cambio climático, sus obstáculos y oportunidades, y las principales políticas de fomento y experiencias exitosas en países como Alemania, España, Dinamarca y Brasil.

El Estado subsidiario, como principio rector del de la institucionalidad diseñada en la década de los 80, es sobre el cual se construyó el actual modelo energético chileno. De acuerdo a este principio, el Estado debe inhibirse de intervenir donde los privados puedan hacerlo. Pero cabe hacerse la pregunta si es posible que un sector tan estratégico para cualquier país como el energético, puede dejarse regir meramente por las leyes del mercado y, a su vez volver a preguntarse ¿cuáles serían las consecuencias de que ellos ocurra?. Como lo sostuvimos y demostramos desde la introducción, Chile posee una matriz energética poco diversificada en cuanto a sus fuentes, con baja participación de ERNC, concentrada en cuanto a la propiedad, dependiente, contaminante y cara. Para verificar la hipótesis planteada en este trabajo, tenemos que demostrar que las causas de tener una matriz energética como la recién descrita, son la ausencia,

en materia energética, de un rol activo del Estado, regulación adecuada, y de efectivas políticas de fomento para las ERNC. En primer lugar, tenemos una matriz poco diversificada en cuanto a sus fuentes, a marzo de 2015 en el Sistema Interconectado Central se encuentra compuesta en un 32% por hidroelectricidad, 27% por carbón, 24% gas natural y un 10% ERNC y 5% diésel. A su vez, en SING en el mismo período se compone en un 81% por carbón, 8% gas, 7% diésel. Se puede observar gran predominancia de fuentes fósiles e hidroelectricidad en el SIC, y la predominancia casi absoluta de fuentes fósiles en el SING. Esto se debe, en nuestra opinión, justamente a la falta de políticas de incentivo para ciertas tecnologías utilizando el mecanismo de tarifas especiales por un corto o mediano período que permita el ingreso de éstas y su estabilización. Por otra parte, la regulación no internaliza los costos tanto ambientales como para la salud humana que poseen las fuentes fósiles. Recién en 2017 comenzará a regir el impuesto a las fuentes contaminantes fijas, que se aprobó con la reforma tributaria de 2014.

En segundo lugar, tenemos una matriz altamente concentrada en su propiedad: al año 2014 la torta se distribuía en el SIC, entre las tres empresas más grandes de generación eléctrica y sus relacionadas (ENDESA, Colbún y Aes Gener, poseían más de un 76% de la capacidad instalada, mientras que en el SING

alcanzaba el 98%⁷⁴. En muchos países se establece un límite de participación en el total de la torta energética para una sola empresa, en Chile no existe tal regulación. Por otra parte, no existen incentivos adecuados para desconcentrar la matriz. En efecto, la ley 20.571 de medición neta, como se explicó en su momento, no es un real incentivo para que generadores residenciales inviertan en tecnología. A su vez, no existen los subsidios o las facilidades para que se constituyan cooperativas energéticas o para que los municipios tomen un rol activo en la materia. Ejemplos en la experiencia internacional hay muchos, yo pude observarlo en mi estadía en Samsø.

En tercer lugar, tenemos una matriz energética muy dependiente de factores externos, lo que estratégicamente constituye un gran riesgo. Chile importa el 60% de su energía primaria (Balance Nacional de Energía BNE 2012), por lo que actualmente somos un país subordinado a la inestabilidad y volatilidad de los precios en los mercados internacionales y las restricciones de abastecimiento que se produzcan por fenómenos políticos, climáticos o de mercado⁷⁵. Nuestro país es un país pobre en fuentes fósiles de energía, pero muy rico en fuentes renovables. En ese sentido, Chile debería tener una apuesta mucho más ambiciosa respecto de la participación de fuentes ERNC en nuestra matriz, para

⁷⁴ MINISTERIO de Energía, “Agenda Energía, Un desafío país, progreso para todos”. 2014, pp., 32

⁷⁵ MINISTERIO de Energía, 2014. Ob cit., pp., 12.

eso, es el Estado el llamado a diseñar una estrategia de largo plazo que permita a Chile desarrollar el potencial liderazgo que tiene en la materia.

En cuarto lugar, Chile posee una matriz sucia o contaminante. Con una matriz energética al año 2010 62% fósil, tenemos que en términos absolutos, el sector energía aporta en forma dominante y creciente a los valores de emisiones de gases efecto invernadero nacionales, con un aumento de un 85% entre 1990 y 2006, alcanzando un valor de 58 MM t CO₂-eq aproximadamente. Dentro del sector energía, los subsectores que más contribuyen a las emisiones de GEI son la generación eléctrica por lejos, seguido por el transporte y la industria manufacturera, construcción y minas, asociados al alto consumo de energéticos fósiles⁷⁶. Esto origina continuos conflictos socioambientales en las comunidades afectadas. Como se dijo anteriormente, Chile no internaliza los costos que tienen las fuentes fósiles de generación de energía, eso se debe justamente a una regulación deficiente. Esto se corregirá, aunque en menor medida, en el año 2017 cuando comience a regir el impuesto a las fuentes contaminantes fijas.

En quinto lugar, tenemos una matriz energética cara. En efecto, los precios de la energía eléctrica han aumentado considerablemente en la última década. En 2006, el suministro eléctrico para nuestras familias, comercios y pequeñas

⁷⁶MINISTERIO del Medio Ambiente, Informe del Estado del Medio Ambiente 2011, Capítulo 11, Cambio Climático. [En Línea] >http://www.mma.gob.cl/1304/articles-52016_Capitulo_11.pdf> [consulta: 02 de marzo de 2015].

empresas (clientes regulados) fue adjudicado a valores promedio de US\$ 65 MWh; en cambio, la última licitación, realizada en diciembre de 2013 para estos mismos clientes, fue adjudicada al doble del 2006 (valor promedio de US\$ 128 MWh). Esto ha significado que la cuenta eléctrica que pagan hoy las familias chilenas es un 20% superior respecto al año 2010. De mantenerse el escenario de precios adjudicados en 2013, ha sostenido el propio gobierno, el costo de la electricidad podría subir otro 34% durante la próxima década⁷⁷. Aquí confluyen distintos factores que determinan los altos precios en energía. La falta de competencia, las distorsiones del sistema marginal de determinación de precios, la poca diversificación de las fuentes y la dependencia del abastecimiento externo, son los principales. Todos ellos, como se explicó, son consecuencia de la falta de un rol del Estado más activo, que planifique territorialmente, otorgue los incentivos adecuados, y regule acorde a las necesidades del país.

Por todo lo dicho en los párrafos precedentes, me parece que la hipótesis de esta investigación se verifica y, por lo tanto, su producto es satisfactorio.

Por último, si bien me parece que he efectuado las recomendaciones y propuestas a lo largo del estudio, me parece necesario insistir brevemente en algunos puntos. En cuanto a políticas de incentivo que debería seguir Chile,

⁷⁷MINISTERIO de Energía, “Agenda Energía, Un desafío país, progreso para todos”. 2014, pp., 13.

conuerdo con lo propuesto por Enzo Sauma, posición con la que concuerdo, recomienda “complementar la actual Ley de Energías Renovables No Convencionales con la introducción de un sistema de tarifas especiales para pequeños generadores, por un tiempo limitado (dos o máximo tres años), de modo de impulsar fuertemente las inversiones privadas en ERNC. Es muy importante que se establezca claramente un tiempo limitado para este esquema de incentivo (que no exceda en ningún caso los tres años)”⁷⁸.

Luego, se sugiere “establecer, durante los mismos dos o tres años de funcionamiento del sistema de tarifas especiales para pequeños generadores, un sistema de subcuotas pequeñas reservadas para tecnologías específicas, de modo de incentivar a que se instalen proyectos “piloto” de diversas tecnologías de ERNC, lo que permitirá avanzar a nivel local en el desarrollo de innovaciones relacionadas a las ERNC”⁷⁹. Después del período de alto incentivo a las ERNC, “se recomienda reemplazar la totalidad de estos mecanismos por un sistema de subastas, de modo de asegurar la competitividad del mercado de las ERNC”⁸⁰.

⁷⁸Sauma Enzo, 2012, Políticas de fomento a las energías renovables no convencionales (ERNC) en Chile. Centro de Políticas Públicas UC, Temas de la Agenda Pública, ISSN 0718-9745, año 7, n° 52, mayo 2012, pp. 15.

⁷⁹Ibíd. pp. 15.

⁸⁰Ibíd. pp. 15.

Una segunda recomendación es tener una regulación y una política de incentivo especial para las zonas aisladas rurales, en cuando a convertirlas en autosuficientes energéticamente. Hoy casi la totalidad de las zonas aisladas rurales se abastecen por medio de generadores diésel, sin aprovechar recursos que muchas veces tiene a la mano. Esta posibilidad es real, pero imposible de implementar sin el apoyo y planificación por parte del Gobierno Central, Gobierno Regional, el compromiso de los municipios, y la participación de la comunidad involucrada. Se debe facilitar la creación de cooperativas energéticas. Existen exitosas experiencias en el mundo con localidades que han implementado cooperativas energéticas en donde todos los actores involucrados trabajan en forma mancomunada. Para generar un pensamiento colectivo se necesita una muy buena dirección, en la actualidad la comunidad visualiza este problema como un problema del gobierno y que son ellos los que deben solucionar el problema, por tanto, es necesario primero trabajar en esto para lograr un pensamiento colectivo, todos los programas de eficiencia o de este tipo tienen que ser muy bien presentados para evitar que se vuelvan proyectos individualistas.

En tercer lugar, se propone avanzar en la aprobación de la moción propuesta por el senador Horvath para corregir la ley 20.571, que introdujo el sistema de medición neta o Net Metering, pero que se aprobó en términos tales que no ha constituido un verdadero incentivo a la inversión, por lo que se ha denominado

más bien como ley “Net Billing”. Esta considera que la empresa distribuidora compensa al particular por la energía incorporada al sistema con el precio de nudo de energía (es decir, se paga sólo el precio que tiene la energía previo a ser transmitida y distribuida), no el precio al que el usuario compra esa energía, contemplando instalaciones de hasta 300 Kw. En este punto se recomienda solicitar se avance en la moción presentada por el senador Horvath, que propone el pago 1/1, es decir, que te paguen por lo que generas e insertas al sistema, lo mismo que lo que te cobran por consumir.

Para finalizar, se propone que el país debe contar con una regulación relativa a mejorar y generar la obligatoriedad de contar con planes de ordenamiento territorial que otorguen certeza, tanto a las empresas como a la ciudadanía, respecto de dónde, cómo y cuáles son los proyectos que se pueden desarrollar en ciertos territorios. Sin duda, la institucionalidad del Sistema de evaluación de Impacto Ambiental y sus instancias de participación ciudadana, se debe reformar, pero este es un asunto que excede al presente trabajo.

GLOSARIO

CDEC: es el Centro de Despacho Económico de Carga, organismo de derecho privado encargado de coordinar y determinar la operación de las instalaciones del sistema eléctrico, acorde a las funciones definidas en la Ley Eléctrica y Decreto Supremo nº 291, incluyendo centrales generadoras, líneas y subestaciones del sistema de transmisión, y barras de consumo de clientes libres. Existen dos CDECs, correspondientes a cada uno de los sistemas interconectados del país (SIC y SING).

Costo Marginal: costo adicional en el que se incurre por una unidad adicional del producto. En el caso de la producción de energía eléctrica se refiere al costo de generar una unidad adicional de energía y se expresa en términos de unidad monetaria por unidad de energía⁸¹.

ERNC: El artículo 225 de la Ley General de Servicios Eléctricos establece:

“Para los efectos de la aplicación de la presente ley se entiende por:

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

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

1) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de la biomasa, correspondiente a la obtenida de materia orgánica y biodegradable, la que puede ser usada directamente como combustible o convertida en otros biocombustibles líquidos, sólidos o gaseosos. Se entenderá incluida la fracción biodegradable de los residuos sólidos domiciliarios y no domiciliarios.

2) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía hidráulica y cuya potencia máxima sea inferior a 20.000 kilowatts.

3) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía geotérmica, entendiéndose por tal la que se obtiene del calor natural del interior de la tierra.

4) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía solar, obtenida de la radiación solar.

5) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía eólica, correspondiente a la energía cinética del viento.

6) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de los mares, correspondiente a toda forma de energía mecánica producida por el movimiento

⁸¹ Propuesta de la Comisión Ciudadana Técnico-Parlamentaria para la Transición hacia un desarrollo eléctrico limpio, seguro, sustentable y justo, 2011, “Chile Necesita una Gran Reforma Energética”, I.S.B.N.: 978-956-7889-47-1, octubre 2011.

de las mareas, de las olas y de las corrientes, así como la obtenida del gradiente térmico de los mares.

7) Otros medios de generación determinados fundadamente por la Comisión, que utilicen energías renovables para la generación de electricidad, contribuyan a diversificar las fuentes de abastecimiento de energía en los sistemas eléctricos y causen un bajo impacto ambiental, conforme a los procedimientos que establezca el reglamento”⁸².

Gases Efecto Invernadero(GEI): Componentes gaseosos de las atmósfera, de origen natural o antropógeno, que causa cambios climáticos al atrapar el calor del sol en la atmósfera terrestre, produciendo un efecto invernadero. El vapor de agua, el dióxido de carbono, el óxido nitroso, el metano y el ozono son los gases de efecto invernadero primarios de la atmósfera terrestre.

El protocolo de Kioto contempla también como gases efecto invernadero el hexafluoruro de azufre, los hidrofluorocarbonos y los perfluorocarbonos.⁸³

Justicia Ambiental: la distribución equitativa de las cargas y beneficios ambientales entre todas las personas de la sociedad, considerando en dicha distribución el reconocimiento de la situación comunitaria y de las capacidades de tales personas y su participación en la adopción de las decisiones que los afectan

Instalación de cogeneración eficiente: instalación en la que se genera energía eléctrica y calor en un solo proceso de elevado rendimiento energético cuya potencia máxima suministrada al sistema sea inferior a 20.000 kilowatts y que cumpla los requisitos establecidos en el reglamento⁸⁴.

Medición neta: Es la capacidad de los consumidores de generar energía eléctrica e ingresarla a la red. En inglés este proceso es conocido como Net Metering y, para hacerlo operativo, es necesario contar con redes inteligentes, así llamadas porque miden la generación en los dos sentidos: consumidores-generadores. La modalidad más frecuente es que un productor doméstico emplee placas fotovoltaicas, un pequeño aerogenerador o un biodigestor para alimentar la red. Por su parte, compra de la distribuidora toda la energía que

⁸² Agregado por Ley 20.257 artículo único N°4 D.O. 01.04.2008

⁸³ Sohr Raúl, 2012, Chile a ciegas. La triste realidad de nuestro modelo energético. Primera edición, mayo de 2012, pp., 282.

⁸⁴ Decreto con Fuerza de Ley N°1, de 1982, del Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos, artículo N° 225 letra ac)

requiere. Al final del mes se establece un balance entre la energía entregada y la recibida⁸⁵.

Precio Nudo: precios máximos aplicables al consumo de electricidad de los clientes regulados, representativos de los costos de suministro a nivel de generación y transmisión, sin considerar los costos asociados a la distribución de electricidad. Estos precios pueden ser fijados por la CNE como resultado de los procesos de licitación de suministro de clientes regulados, contemplados en la modificación legal contenida en la ley 20.018⁸⁶.

⁸⁵ Sohr Raúl, 2012, Chile a ciegas. La triste realidad de nuestro modelo energético. Primera edición, mayo de 2012, pp., 282.

⁸⁶ Ibíd

BIBLIOGRAFÍA

- Agencia Internacional de Energía (AIE), 2013. Dibujando un nuevo Mapa Energía-Clima, Perspectivas de la energía en el mundo – Informe especial. París, junio 2013.
- AGOSTI, L. y Padilla, J., “Promoción de las energías renovables: La experiencia de España”. Dentro de Moselle, B. y otros (2010): Electricidad Verde. Energías renovables y sistema eléctrico. Marcial Pons.
- BERSTEIN, Sebastián, 2003, Sector Eléctrico en Soluciones Privadas a Problemas Públicos, [En Línea] Santiago, Chile.
- BOETTINGER Phillips Camila. Puerto y Central Castilla: comentarios a la sentencia de la Corte Suprema. Revista Actualidad Jurídica N° 27, Universidad del Desarrollo, enero 2013.
- CHILE. Corte de apelaciones de Concepción, Rol 401-2010.
- CHILE. Corte Suprema, Rol 1960-2012, considerando 30°. 2012.
- CHILE. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, 2006. Decreto con Fuerza de Ley N° 4/20.018. Fija Texto Refundido, Coordinado y Sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N°1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos. Santiago, Chile, mayo de 2006.
- CHILE, Ministerio de Minería, 2009. Decreto Ley N° 2.224 de 1978 es el que creó la Comisión Nacional de Energía, diciembre 2009.
- CHILE. Ministerio de Minería, 2010. Ley 20.402. Crea el Ministerio de Energía, estableciendo modificaciones al Decreto Ley N° 2.224, de 1978 y otros cuerpos legales. Santiago, Chile, febrero de 2010.

- CHILE. Ministerio de energía, 2012. Ley 20.571. Regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales. Santiago, Chile, marzo de 2012.
- CHILE, Ministerio de Energía, 2013. Ley 20.698. Propicia la ampliación de la matriz energética, mediante Fuentes Renovables no Convencionales. Santiago, Chile, octubre de 2013.
- CHILE SUSTENTABLE, Análisis de mecanismos compensatorios implementados en Chile para proyectos energéticos y mineros: SEIA 1993-2014, Diciembre, 2014.
- COLBÚN suspende línea de Hidroaysén y demanda cambio en política energética. [En Línea] La Tercera, Santiago 31 mayo de 2012. <http://diario.latercera.com/2012/05/31/01/contenido/negocios/10-109995-9-colbun-suspende-linea-de-hidroaysen-y-demanda-cambio-en-politica-energetica.shtml> [Consultado: 02 de marzo de 2015].
- ENAP, Metanex y Gobierno Regional, 2010, Diversificación energética en Magallanes, una propuesta público privada. Punta Arenas, abril de 2009.
- FARREL, John. 2009. "Feed-In Tariffs in America." Heinrich Boll Foundation.
- GONZÁLEZ , A. Los paradigmas de investigación en las ciencias sociales. Islas, 45(138): 125-135; octubre-diciembre, 2003.
- HENSON Robert, The Rough Guide to Climate Change (2a edition, Londres, Rough Guides, 2008).
- HERVÉ, D. 2010a. Noción y elementos de la justicia ambiental: Directrices para su aplicación en la planificación territorial y en la evaluación ambiental estratégica. Revista de Derecho (Valdivia) 23(1).
- INSTITUTO NACIONAL de Derechos Humanos. Mapa de Conflictos Socioambientales en Chile. Diciembre de 2012.

- JIMENEZ S. Susana, Energía Renovable No Convencional: Políticas de Promoción en Chile y el Mundo, Libertad y Desarrollo, Serie Informe Económico (Nº 218), septiembre 2011.
- MANUAL Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático, 2006. ISBN: 92-9219-049-0.
- MERCADOS Energéticos Consultores, 2013, Levantamiento de Contenidos Mínimos a Considerar en la Elaboración de las Bases del Estudio de Valorización y Expansión de los Sistemas Medianos. Informe preparado para la Comisión Nacional de energía, octubre 2013.
- MINISTERIO del Medioambiente, 2011. Segunda Comunicación Nacional de Chile ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático. Santiago, 2011.
- MINISTERIO de Energía, “Agenda Energía, Un desafío país, progreso para todos”.
- MINISTERIO del Medio Ambiente, Informe del Estado del Medio Ambiente 2011, Capítulo 11, Cambio Climático.
- MORENO Jorge “et al”, 2012, Licitaciones para el abastecimiento eléctrico de clientes regulados en Chile. 2012. Estudios Públicos, Santiago.
- MORRIS Craig, Pehnt Martin, La transición energética alemana, La Energiewende alemana. Fundación Heinrich Böll, noviembre de 2012. pp 3.
- MESSER Natalie, 2013. Políticas de fomento para las energías Renovables no Convencionales(ERNC). Tesis para optar al grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería, Universidad Católica.
- URRUTIA Silva O., 2010, El régimen jurídico internacional del cambio climático después del “Acuerdo de Copenhague”. Revista de Derecho de la Pontificia Universidad Católica de Valparaíso XXXIV (Valparaíso, Chile, 1er Semestre de 2010) [pp. 597 - 633].
- OYSTEIN N., 2003, El poder del petróleo. Editorial El Ateneo, Buenos Aires, Argentina.

- PILÓN, Eustaquio, “El problema Jurídico de la Electricidad”, en Revista de Derecho y Jurisprudencia, Vol. I, Santiago, 1903.
- PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES(PER)2011-2020. Madrid,España,noviembre 2011.
- PROPUESTA de la Comisión Ciudadana Técnico-Parlamentaria para la Transición hacia un desarrollo eléctrico limpio, seguro, sustentable y justo, “Chile Necesita una Gran Reforma Energética”.
- SAUMA Enzo, Políticas de fomento a las energías renovables no convencionales (ERNC), Temas de la Agenda Pública, Centro de Políticas Públicas UC, año 7, nº 52, mayo 2012.
- SEIA, Resolución de Calificación Ambiental. [En línea] <http://seia.sea.gob.cl/archivos/RCA-147-Cayucupil.PDF> [consulta 02 de marzo de 2015].
- SEVILLANA Jimenez Martín, Golf Laville Emilio, Driha Oana M. Las Energías Renovables en España. Estudios de Economía Aplicada, vol 31-1 2013.
- SOHR Raúl, 2012, Chile a ciegas. La triste realidad de nuestro modelo energético. Primera edición, mayo de 2012.
- SYSTEP, 2015, Reporte Mensual Sector Eléctrico. Volúmen 8 número 3, marzo 2015.
- VERGARA, Alejandro, “Derecho Eléctrico”, Editorial Jurídica de Chile, Santiago, 2004.