



TÍTULO

CONDICIONES DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN CHILE Y ESPAÑA PERIODO 2004 A 2009

AUTORA

María Carla Contreras Sacre

Director	Esta edición electrónica ha sido realizada en 2013
Tutor	Antonio José Sánchez Sáez
Curso	Jaime Rojas Varas
ISBN	Maestría en Derecho Ambiental / 2004
©	978-84-7993-873-4
©	María Carla Contreras Sacre
	Universidad Internacional de Andalucía (para esta edición)



Reconocimiento-No comercial-Sin obras derivadas

Usted es libre de:

- Copiar, distribuir y comunicar públicamente la obra.

Bajo las condiciones siguientes:

- **Reconocimiento.** Debe reconocer los créditos de la obra de la manera especificada por el autor o el licenciadore (pero no de una manera que sugiera que tiene su apoyo o apoyan el uso que hace de su obra).
- **No comercial.** No puede utilizar esta obra para fines comerciales.
- **Sin obras derivadas.** No se puede alterar, transformar o generar una obra derivada a partir de esta obra.

- *Al reutilizar o distribuir la obra, tiene que dejar bien claro los términos de la licencia de esta obra.*
- *Alguna de estas condiciones puede no aplicarse si se obtiene el permiso del titular de los derechos de autor.*
- *Nada en esta licencia menoscaba o restringe los derechos morales del autor.*



CONDICIONES DE LAS ENERGIAS RENOVABLES EN CHILE Y ESPAÑA
PERIODO 2004 A 2009.

Tesista: María Carla Contreras Sacre
Nacionalidad: Chilena

Firma Estudiante

**Firma Profesor
Patrocinante**

INTRODUCCION

La presente investigación tiene como fin principal entregar al lector una visión general del desarrollo de las energías renovables en Chile y España desde el año 2004 a 2009, período que dice relación con la fecha en que se modificó la ley de Servicios Eléctricos Decreto con Fuerza de Ley -DFL- N° 1 DE 1982, también conocida como Ley General de Servicios eléctricos -LGSE- considerando en ella la existencia de las energías renovables y un tratamiento especial hacia ellas.

Se destacan como elementos influyentes en el desarrollo de las energías renovables en Chile sus características geográficas, políticas, administrativas y cambios legislativos.

Asimismo, esta investigación hará un parangón entre la regulación sobre las energías renovables en Chile y en un país de la Unión Europea con características similares en cuanto a la forma de gobierno y las metas a alcanzar en cuanto a energías renovables no convencionales. El objetivo de esta investigación será en base a la comparación de las normativas y experiencia reunida durante los últimos años en España, lo cual servirá para definir un camino claro para el desarrollo de las energías renovables en Chile y en la región. Ya que en la práctica las metas buscadas por el gobierno Chileno son importantes para la actual matriz energética de Chile, sin embargo, muy lejos de los actuales aportes que este tipo de energías realizan en España.

Tabla de contenido

CAPITULO I.....	7
1.- CARACTERISTICAS POLÍTICAS ADMINISTRATIVAS DE CHILE.....	8
PANORAMA PAÍS.....	8
Organización Territorial.....	10
CAPITULO II.....	12
2.2 CLASIFICACION DE ENERGIAS SEGÚN SU ORIGEN.....	16
2.2.1 CLASIFICACIÓN DE ENERGÍAS PRIMARIAS.....	16
2.2.2 ENERGIA SECUNDARIA.....	20
2.3 LOCALIZACIÓN GEOGRAFICA DE LAS ENERGÍAS SECUNDARIAS EN CHILE.....	21
2.3.1 Producción de Combustibles Líquidos.....	21
2.4 GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD.....	21
2.4.1 Producción de Gas de Alto Horno, Coke y Alquitrán.....	22
2.4.2 Producción de Metanol.....	22
CAPITULO III.....	23
3.1 ENERGÍA EÓLICA.....	26
3.1.1 <i>POTENCIAL DEL RECUSO EÓLICO EN CHILE</i>	27
3.1.2 Proyectos de Generación con Energía Eólica en Operación.....	29
3.2 ENERGIA HIDRICA.....	30
3.3 ENERGÍA SOLAR.....	32
3.3.1 Aplicaciones en Chile de la Energía Solar.....	33
CAPITULO IV.....	35
4.- SITUACION ACTUAL DE CHILE.....	36
4.1. SISTEMAS ELECTRICOS NACIONALES.....	36
4.1.1 SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE.....	38
4.1.2 SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL.....	41
4.1.3 SISTEMA DE AYSEN.....	45
4.1.4 SISTEMA DE MAGALLANES.....	45
4.2. SITUACION ACTUAL DEL MERCADO ELECTRICO NACIONAL.....	47
4.2.1. Sistemas eléctricos independiste de los sistemas interconectados.....	47
4.2.2 METAS DE GOBIERNO 2000-2006.....	48
4.2.3 PROGRAMA DE ELECTRIFICACION RURAL (PER).....	49
4.3 ROL SECUNDARIO DEL ESTADO.....	51
CAPITULO V.....	52
5.- SECTOR ELECTRICO EN CHILE.....	53
5.1 CARACTERÍSTICAS DEL SECTOR ELÉCTRICO EN CHILE.....	54
5.2 INSTITUCIONES Y PERSONAS VINCULADAS AL SECTOR ELÉCTRICO.....	56
5.2.1 Principio de legalidad y actuación administrativa.....	56
5.2.2 Servicios públicos específicos.....	57

5.3	NORMATIVAS SECTOR ELECTRICO	58
	REGLAMENTOS	60
	Ley de Bases del Medio Ambiente.....	62
5.4	ASPECTOS GENERALES DFL N° 1 AÑO 1982, LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS, EN MATERIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	63
	5.4.1 Los objetivos de la ley eléctrica aprobada en 1982 son los siguientes:.....	63
	5.4.2 Competencia administrativa	65
	5.4.3 Personas naturales y jurídicas, públicas y privadas.....	66
	5.4.5 Carácter Orgánico y Especial de la Ley General de Servicio Eléctrico (LGSE)	69
5.5	Principales modificaciones a la LGSE	70
	5.5.1 ULTIMAS MODIFICACIONES A LA LEY DE SERVICIOS ELÉCTRICOS, D.F.L N° 1 DE 1982.....	72
	5.5.2 Ley N° 19.967 Sobre Concesión de Energía Geotérmica.....	78
5.6	Ley N° 19.300 Sobre Bases Generales del Medio Ambiente.	83
5.7	Aspectos legales aplicados	83
	5.7.1 Contexto Legal	85
	5.7.2 Características generales del mercado eléctrico según la normativa.....	87
	5.7.5 Sistema Tarifario	93
	5.8 Las Energías renovables no convencionales	97
CAPITULO VI		107
6	LEGISLACION ESPAÑOLA.....	108
6.1	LEY N° 54- 1997, DE 27 DE NOVIEMBRE, DEL SECTOR ELECTRICO	108
	6.1.1 Antecedentes Generales Régimen Ordinario.....	108
6.2	REAL DECRETO 436/2004, DE 12 DE MARZO, POR EL QUE SE ESTABLECE LA METODOLOGIA PARA LA ACTUALIZACION Y SISTEMATIZACION DEL REGIMEN JURIDICO Y ECONOMICO DE LA ACTIVIDAD DE PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA EN REGIMEN ESPECIAL.....	109
6.3	LEY 16/2002, DE 1° DE JULIO, DE PREVENCION Y CONTROL INTEGRADOS DE LA CONTAMINACION.....	114
6.4	REAL DECRETO 131572005 DE 4 DE NOVIEMBRE, POR EL QUE SE ESTABLECEN LAS BASES DE LOS SISTEMAS DE SEGUIMIENTO Y VERIFICACIÓN DE EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO EN LAS INSTALACIONES INCLUIDAS EN EL ÁMBITO DE APLICACIÓN DE LA LEY 1/2005, DE 9 DE MARZO, POR LA QUE SE REGULA EL RÉGIMEN DE COMERCIO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE GASES DE EFECTO INVERNADERO.....	118

6.5 LEY 1/2005, DE 9 DE MARZO, POR LA QUE SE REGULA EL REGIMEND E COMERCIO DE DERECHOS DE EMISION DE GASES DE FECTO INVERNADERO..	119
6.6 LEY 1/2007, DE 15-02-2007, DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES E INCENTIVACIÓN DEL AHORRO Y EFICIENCIA ENERGÉTICA EN CASTILLA -LA MANCHA.	123
6.7 LEY 2/2007, DE 27 DE MARZO, DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES Y DEL AHORRO Y EFICIENCIA ENERGÉTICA DE ANDALUCÍA.	127
6.8 REAL DECRETO 202/2006 DE 17 DE FEBRERO POR EL QUE SE REGULA LA DE LAS MESAS DE DIÁLOGO SOCIAL, PREVISTAS EN EL ARTÍCULO 14 DE LA LEY N° 1/2005.	132
6.9 REAL DECRETO 1866/2004, DE 6 DE SEPTIEMBRE, POR EL QUE SE APRUEBA EL PLAN NACIONAL DE ASIGNACIÓN DE DERECHOS DE EMISIÓN, 2005-2007.....	140
6.10.- REAL DECRETO 06/2005, DE 21 DE ENERO, POR EL QUE SE MODIFICA EL REAL DECRETO 1866/2004, DE 6 DE SEPTIEMBRE, POR EL QUE SE APRUEBA EL PLAN NACIONAL DE ASIGNACIÓN DE DERECHOS DE EMISIÓN, 2005-2007.....	145
6.11.-REAL DECRETO 777/2006, DE 23 DE JUNIO, POR EL QUE SE MODIFICA EL REAL DECRETO 1866/2004, DE 6 DE SEPTIEMBRE, POR EL QUE SE APRUEBA EL PLAN NACIONAL DE ASIGNACIÓN DE DERECHOS DE EMISIÓN, 2005-2007.....	148
6.12.-REAL DECRETO 1370/2006, DE 24 DE NOVIEMBRE, POR EL QUE SE APRUEBA EL PLAN NACIONAL DE ASIGNACIÓN DE DERECHOS DE EMISIÓN DE GASES DE EFECTO INVERNADERO, 2008-2012.....	151
6.13 REAL DECRETO 1402/2007, DE 29 DE OCTUBRE, POR EL QUE SE MODIFICA EL REAL DECRETO 1370/2006, DE 24 DE NOVIEMBRE, POR EL QUE SE APRUEBA EL PLAN NACIONAL DE ASIGNACIÓN DE DERECHOS DE EMISIÓN DE GASES DE EFECTO INVERNADERO, 2008-2012.....	162
CAPITULO VII.....	165
7. COMENTARIOS NORMAS CHILENAS EXISTENTES EN LA MATERIA EN RELACION A LAS NORMAS ESPAÑOLAS	166
CAPITULO VIII	171
8 COMENTARIOS Y CONCLUSIONES.....	172
8.2 Comentarios Finales	172
8.2 CONCLUSIONES.....	177
IX. - BIBLIOGRAFIA	180

INTERNET.....	181
Paginas Españolas:	181
ENTREVISTA	182
PAPERS	182
TRABAJOS PRESENTADOS EN CONGRESOS.....	183
ARTICULOS DE REVISTAS	183
LEYES Y DECRETOS CHILENOS	184
Libros.....	184
TESIS	185
INVESTIGACIONES PRESENTADAS EN CONGRESOS	185
X.- ANEXOS.....	186
ANEXO 1:	187
Categorías de actividades e instalaciones contempladas en el artículo 2:	187
ANEXO 2:	188
Listado de instalaciones.....	188
ANEXO 3:	190
PLAN NACIONAL DE ASIGNACIÓN DE DERECHOS DE EMISIÓN 2005-2007.....	190
ANEXO 4:	193
Radiación Solar En Chile	193
ANEXO 5:	195
Estadísticas de sistemas interconectados.....	195
ANEXO 6:	196
Experiencia Española en la industria fotovoltaica.....	196
Situación Actual de la industria fotovoltaica española.....	196
Aspectos normativos y/o regulatorios Chilenos sobre energía Fotovoltaica.....	214
ANEXO 7:	217
Respuesta CORFO para generación fotovoltaica	217

CAPITULO I

1.- CARACTERISTICAS POLÍTICAS ADMINISTRATIVAS DE CHILE

PANORAMA PAÍS



Figura 1: Ubicación de Chile en el Mundo.

La República de Chile en América del sur, contempla una superficie aproximada de 750.000 Km²; en Oceanía mediante los territorios insulares de Pascua o Rapa-Nui, San Félix, San Ambrosio, Salas y Gómez los cuales en conjunto con el Archipiélago de Juan Fernández suman 360 kilómetros cuadrados.

El territorio continental de Chile posee una geografía marcadamente montañosa, con alturas máximas por sobre los 6.500 metros. Su condición de país andino está caracterizada por grandes estructuras fisiográficas longitudinales que constituyen la Cordillera de Los Andes, la Depresión Central, Cordillera de la

Costa y Planicies costeras, siendo en la Depresión Central donde se concentra mayoritariamente la población y las actividades económicas.

El importante sistema hidrográfico está compuesto por variadas cuencas, en su gran mayoría de origen andino, con ríos que viajan longitudinalmente atreves del territorio para desembocar en el Océano.

Por las condiciones geográficas que presenta Chile, principalmente por su extensa longitud de territorio posee una gran variedad de climas. Sin embargo, a grandes rasgos se puede distinguir algunas características climáticas predominantes. En el norte, un clima extremadamente seco con largos períodos sin lluvias, gran oscilación térmica diaria, con una fuerte tendencia desértica. En el centro del país, el clima es templado mediterráneo, con estaciones bien definidas. En el sur, el clima es templado lluvioso para pasar a un clima lluvioso frío en la zona austral.

El territorio continental de Chile se extiende entre los 17°30' latitud sur hasta los 56°30' latitud sur en el extremo sur, manteniendo aproximadamente los 70°00' longitud oeste como meridiano central.

El Estado Chileno se organiza territorialmente en regiones, provincias y comunas. La capital del Estado es Santiago, localizada en la Región Metropolitana y es ciudad sede de los poderes Ejecutivo y Judicial. El poder Legislativo con sus Cámaras de Diputados y Senadores, se encuentra en la ciudad costera de Valparaíso, capital de la región de igual nombre distante 120 kilómetros desde Santiago.

La Constitución Política de la República, aprobada en 1980, establece trece regiones político-administrativas, siendo la región una unidad territorial con

características geográficas propias y con condiciones sociales, económicas y culturales en rangos afines. Su autoridad máxima es el Intendente Regional quien representa directamente al Presidente de la República. La región contiene territorios denominados provincias que conforman unidades administrativas bajo la autoridad del Gobernador. La comuna es la unidad territorial más pequeña y constituye la unidad básica administrativa donde la población se relaciona a través del Municipio, que es el gobierno comunal, presidido por el Alcalde con el apoyo del Concejo Municipal, integrado por concejales elegidos, al igual que el Alcalde, por votación popular.

Organización Territorial

Chile está dividido políticamente en trece regiones, las que se subdividen en provincias y éstas en comunas. Cada una de las regiones posee un número romano asignado de acuerdo a su orden de norte a sur, a excepción de la Región Metropolitana de Santiago.

Durante el año 2006 fue aprobado en el Congreso nacional el proyecto de ley que incorpora dos nuevas regiones a Chile, luego la presidenta Michelle Bachelet firmó el decreto que así lo indica. Las regiones fueron nombradas XV región de Arica y pertinacita y la XIV Región de los Ríos.

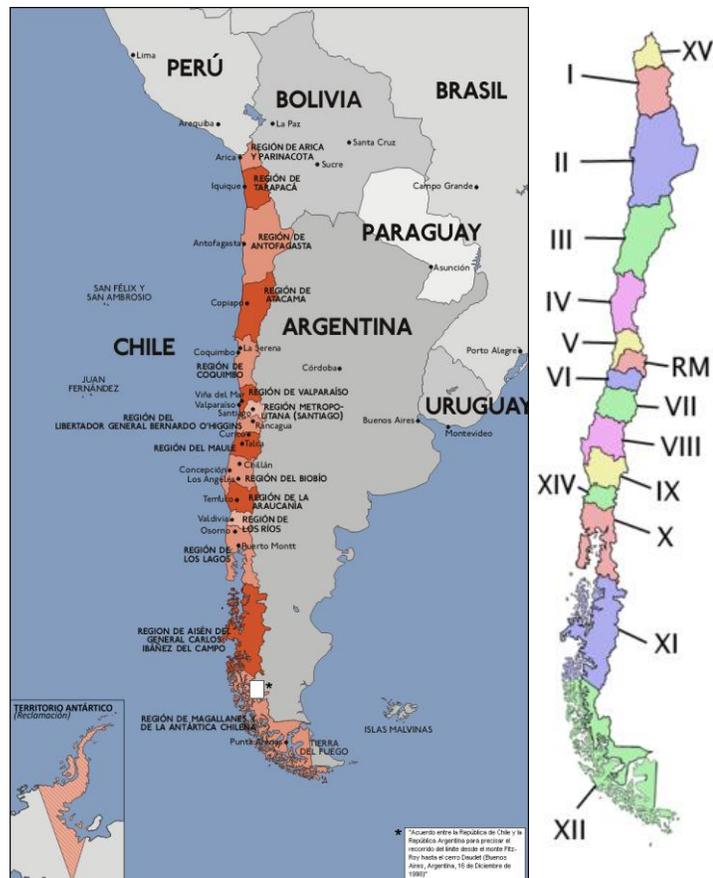


Figura 2: División Política y Administrativa de Chile

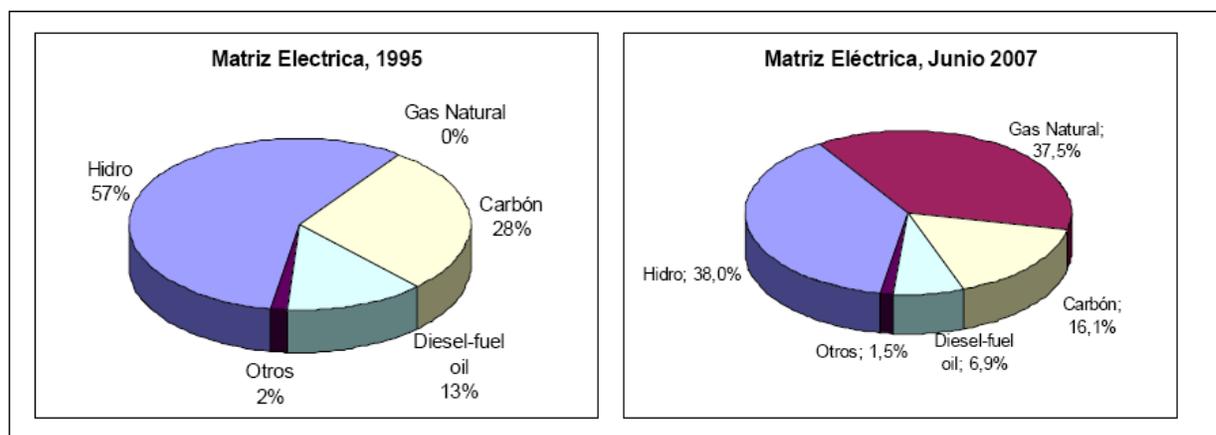
División Política y Administrativa

Chile es uno de los países con mayor dinamismo económico en América latina, sin embargo, este aspecto detenta signos claros de insostenibilidad, planteando grandes desafíos: agregar valor a su modelo exportador, centrado en recursos naturales sin elaboración, mejorar la inequidad social y solucionar la vulnerabilidad energética, que lo mantiene desde hace unos dos años en una crisis de Abastecimiento que amenaza el desarrollo Nacional. Por lo tanto, es necesario que Chile modifique sus políticas sociales y ambientales, entre ellas una nueva política energética Nacional.

CAPITULO II

2.1- Matriz energética Chilena

La matriz energética de Chile depende mayoritariamente de fuentes de energía no renovables externas: generalmente petróleo y gas natural, que ha significado dificultades de costos, seguridad y continuidad en el suministro. Por otra parte, el consumo de energía primaria de Chile en el 2004, se constituyó de un 77% de fuentes de energía fósil (petróleo, carbón y gas natural). La electricidad hidráulica constituyó con un 7% y la leña u otros con un 16%.



Fuente: Balance Energético 1995 y 2007, CNE. CDEC-SIC y CDEC-SING

Figura 3: Matriz Energética histórica de Chile

La matriz energética Chilena como vemos en los gráficos anteriores ha sufrido profundas modificaciones en cuanto a los aportes que cada tipo de energías hace hacia los sistemas interconectado de Chile. La principal diferencia entre ambas matrices está en la sustancial baja del aporte realizado por las centrales hidroeléctricas, las cuales, en un principio eran solo grandes centrales hidroeléctricas. La razón de este cambio, fue básicamente la fuerte dependencia de este sistema de las condiciones climatológicas presentes en el territorio nacional, esto causo que durante el año 1998 existiera racionamiento eléctrico por una sequía extrema presente durante ese año. Esta situación obligo a las generadoras y por supuesto al Estado, como ente regulador, buscar alternativas económicas de

producción de energía, la cual fue la importación de gas natural desde Argentina y las instalaciones de centrales termoeléctricas de gran potencia Chile.

Las cifras proyectadas, en cuanto a la matriz energética sustentable a nivel nacional según la presentación "la matriz energética chilena en los próximos 25 años", realizada el 12 de Julio de 2007, del Senador Ricardo Núñez Muñoz, presidente de la comisión de minería y energía, Senado de la República son las siguientes.

TIPO DE CENTRAL	Hoy	2010	2015	2020	2025	2030
Total MW	12.000	14.500	18.000	22.500	28.500	36.000
Hidráulica Embalse	28%	28%	33%	35%	38%	40%
Hidráulica Pasada	11%	12%	14%	17%	18%	20%
Carbón	18%	18%	12%	7%	5%	0%
Gas-Diesel y Gas Natural	37%	34%	26%	20%	14%	8%
Petróleo	4%	2%	2%	0%	0%	0%
Biomasa (D.For. y L.Negro)	1%	1%	2%	2%	2%	2%
Eólica	0%	3%	7%	10%	12%	15%
Geotérmica	0%	1%	2%	5%	6%	8%
Fotovoltaica	0%	0%	1%	2%	3%	5%
Oceánica	0%	0%	1%	2%	2%	2%
Otras	1%	1%	0%	0%	0%	0%

Figura 4: proyección de la matriz energética Chilena

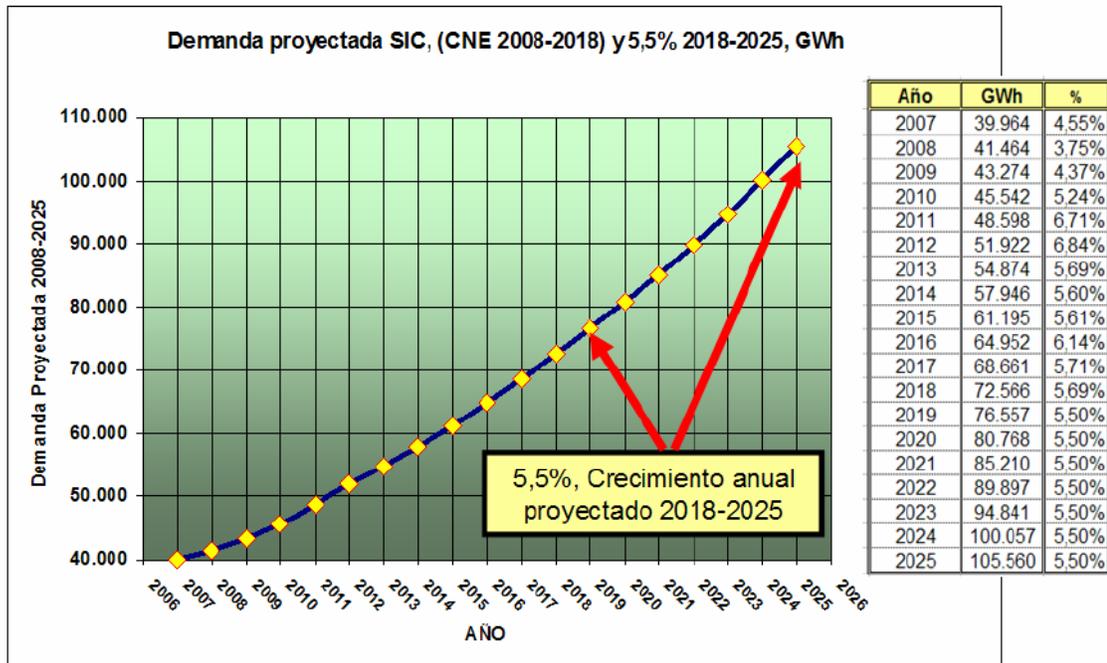


Figura 5: proyección de demanda en el sistema interconectado central según la universidad Federico Santa María.

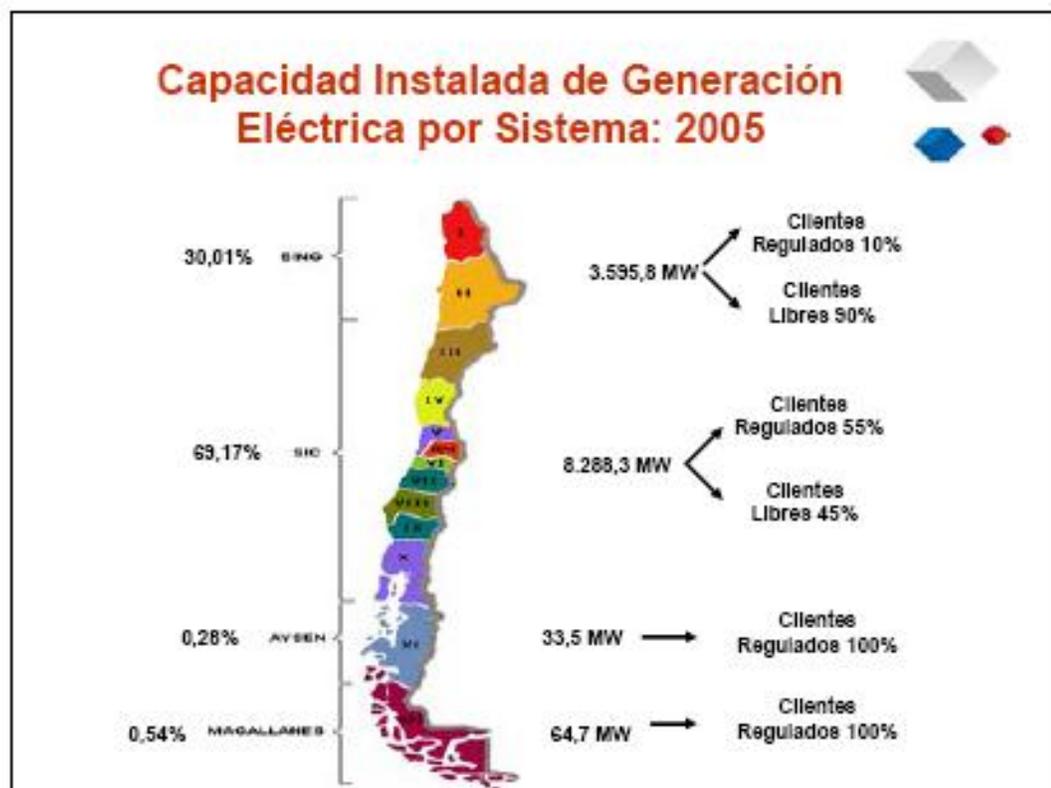


Figura 6: Distribución de la capacidad de generación de energía eléctrica en Chile, distribuida por sistemas interconectados.

2.2 CLASIFICACION DE ENERGIAS SEGÚN SU ORIGEN.

Se denomina energía primaria aquella que se obtiene de los recursos naturales disponibles en forma directa como la energía hidráulica, eólica y solar o indirecta después de atravesar por un proceso minero, como por ejemplo el petróleo el gas natural, el carbón mineral, etc. para su uso energético sin necesidad de someterlos a un proceso de transformación. Se refiere al proceso de extracción, captación o producción (siempre que no conlleve transformaciones energéticas) de portadores energéticos naturales, independientemente de sus características.

2.2.1 CLASIFICACIÓN DE ENERGÍAS PRIMARIAS

- Petróleo Crudo.
- Gas natural (si se utiliza como consumo residencial pasa a ser considerado energía secundaria).
- Biomasa.
- Carbón.
- Hídrico.
- Leña.
- Energía Nuclear.
- Biogás.
- Eólica.
- Solar.
- Geotermia.

2.2.1.1 Petróleo Crudo

El abastecimiento nacional proviene de pozos en tierra firme y costa en la XII Región de Magallanes. La información sobre reservas, indica que existen aproximadamente 30 millones de Barriles por extraer. La producción nacional de petróleo crudo en Chile está en manos de ENAP, Empresa Nacional de Petróleos, perteneciente al Estado de Chile, la cual produce alrededor de 2 millones de barriles por año, lo que representa alrededor del 3% de la demanda de crudo de las refinerías nacionales.

2.2.1.2 Gas Natural

La producción total nacional proviene de la XII Región de Magallanes. Las reservas se estiman en aproximadamente 45.000 Millones de metros cúbicos.

2.2.1.3 Carbón

Las más importantes Minas de Carbón se encuentran en la VIII, IX y XII Región. Las reservas se estiman en 155 Millones de Toneladas aproximadamente.

2.2.1.4 Hídricos

Las centrales hidroeléctricas, ya sean de pasada o embalse se encuentran a lo largo de todo el país, excepto en las Regiones II y XII.

El total de recursos hídricos del país es de aproximadamente 24.000 MW, de los cuales se encuentran instalados alrededor de 4.130 MW.

2.2.1.5 Leña

Este tipo de recurso se encuentra disponible desde la IV hasta la XII Región. Dado su carácter energético renovable, se espera que se mantengan los niveles de consumo al menos en el mediano plazo. La leña es el tercer recurso energético más usado en Chile. Es una fuente energética nacional, además es renovable, que genera un flujo aproximadamente de 115 millones de pesos anuales, moviendo la economía local y campesina del país. Sin embargo, en los últimos años se ha instalado en la opinión pública, la idea de la destrucción del bosque nativo y la fuerte contaminación del aire en los centros urbanos del sur del país, se debe al uso de la leña.

2.2.1.6 Biogás

El biogás, es un gas combustible que se genera artificialmente, en dispositivos específicos, mediante la acción de seres vivos (bacterias metanogénicas), en ausencia de aire (esto es, en un ambiente anaeróbico). Cuando la materia orgánica se descompone de modo natural en ausencia de oxígeno, actúa este tipo de bacterias, generando biogás.

Su composición es variable, pero la línea general es:

- Metano
- Anhídrido carbónico
- Nitrógeno
- Ácido sulfúrico.

Este gas se utiliza en usos industriales, para producir energía eléctrica en las estaciones de depuración de aguas residuales (EDAR) de las ciudades y también en áreas rurales para cocinar mediante la construcción de un biogets, que no es otra cosa que un recipiente cerrado donde se incorpora la materia orgánica para ser descompuesta por bacterias metano génicas.

En estos momentos sólo se extrae biogás de los vertederos de la Región Metropolitana, siendo explotado volúmenes pequeños.

2.2.7 Energía Solar

Existe en abundancia en la zona norte del país (I y II Región). Se agrega como anexo el registro solarimétrico Nacional desarrollado por la Universidad Federico Santa María.

2.2.8 Energía Eólica

Es posible generar este tipo de energía a lo largo de todo el territorio nacional, mayoritariamente en las zonas costeras y grandes alturas.

Para mayor información sobre características de los vientos presentes en Chile consultar, " Prospección eólica en zonas de las regiones de Atacama, de Coquimbo y del Maule. ", presente en:

http://www.cne.cl/archivos_bajar/informe_2009.pdf.

2.2.2 ENERGIA SECUNDARIA.

Se denomina energía secundaria a aquella que resulta de las transformaciones o elaboración de recursos energéticos naturales (primarios) o en determinados casos a partir de otra fuente energética ya elaborada (por Ej. Alquitrán). El único origen posible de toda energía secundaria es un centro de transformación y el único destino posible un centro de consumo.

Este proceso de transformación puede ser físico, químico o bioquímico, modificando así sus características iniciales.

Son fuentes energéticas secundarias la electricidad, toda la amplia gama de derivados del petróleo, el carbón mineral y el gas manufacturado (o también conocido como gas de ciudad).

El grupo de los derivados del petróleo, incluye una amplia variedad de productos energéticos útiles, que se obtienen a partir del procesamiento del petróleo en las refinerías, entre los cuales se encuentran las gasolinas, los combustibles diesel (gasóleos) y otros.

2.3 LOCALIZACIÓN GEOGRAFICA DE LAS ENERGÍAS SECUNDARIAS EN CHILE

2.3.1 Producción de Combustibles Líquidos

Los centros de transformación que producen combustibles líquidos, derivados de petróleo, se encuentran la V Región; Refinería de Con-Con, VIII Región; Refinería de Petróleo y XII Región ENAP Magallanes. La capacidad total de refinación es de aproximadamente 34.300 metros cúbicos por día.

2.4 GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

En Chile el principal recurso de generación de energía eléctrica es el hidráulico, seguido por los combustibles de origen fósil, principalmente carbón, en centrales termoeléctricas. Las centrales hidroeléctricas se caracterizan por su alta disponibilidad y bajo costo de operación, en tanto que las termoeléctricas requieren de un costo de operación más elevado. Las centrales hidroeléctricas generan aproximadamente el 70% del suministro eléctrico del país.

Las centrales hidroeléctricas se ubican en las Regiones I, IV, V, VI, VII, VIII, X y en la Región Metropolitana.

Las centrales termoeléctricas, ya sean a Carbón, Gas Natural, Diesel u otras, se encuentran a lo largo de todo el país desde la I a la XII Región. La capacidad instalada térmica es de aproximadamente 6.800 MW.

2.4.1 Producción de Gas de Alto Horno, Coke y Alquitrán

Estas fuentes energéticas se producen principalmente en la Siderúrgica de Huachipato, ubicada en la VIII Región del Biobío.

2.4.2 Producción de Metanol

Esta fuente energética se exporta casi en su totalidad para uso tanto petroquímico como netamente energético y se produce en la Región de Magallanes.

Esta dependencia, en el contexto de la más reciente crisis de abastecimiento de gas natural y el incremento en el precio del petróleo a nivel internacional, indica la necesidad de una reestructuración a la matriz energética nacional, sobre la base de mayor independencia y diversificación ya sea de fuentes de generación como de proveedores.

CAPITULO III

3. ENERGÍAS RENOVABLES EN EL SISTEMA ENERGÉTICO NACIONAL

Las energías renovables se caracterizan por sus procesos de transformación y aprovechamiento en energía útil, no se consume ni se agota. Entre estas fuentes de energías están: la hidráulica, la solar, la eólica y la de los océanos. Además, dependiendo de su forma de explotación, también pueden ser catalogadas como renovables la energía proveniente de la biomasa y la energía geotérmica.

Las energías renovables suelen clasificarse en convencionales y no convencionales, según sea el grado de desarrollo de las tecnologías para su aprovechamiento y la penetración en los mercados energéticos que presenten. Dentro de las convencionales, la difundida a gran escala, es la hidráulica.

Como energías renovables no convencionales -ERNC- se consideran la eólica, la solar, la geotérmica y la producida por los océanos. Además, existe una amplia gama de procesos de aprovechamiento de energía de biomasa, que pueden ser catalogados como ERNC. De igual manera, el aprovechamiento de la energía hidráulica en pequeñas escalas se suele clasificar en esta categoría.

Al ser autóctonas y dependiendo de su forma de aprovechamiento, generar impactos ambientales significativamente inferiores que las fuentes convencionales de energía, las ERNC pueden contribuir a los objetivos de seguridad de suministro y sustentabilidad ambiental de las políticas energéticas. La magnitud de dicha contribución y la viabilidad económica de su implantación, depende de las particularidades de los elementos disponibles en cada país, tales como el potencial explotable de los recursos renovables, su localización geográfica y las características de los mercados energéticos en los cuales competirían.

Históricamente la matriz energética de Chile ha contado con una participación importante de energías renovables, en particular de la energía hidráulica convencional utilizada para la generación de electricidad. Esta participación ha disminuido en los últimos años, producto del crecimiento de sectores que tienen un consumo intensivo de derivados del petróleo, como el transporte y el aumento de la capacidad de generación termoeléctrica a partir de gas natural. Sin perjuicio de ello, la participación de las energías renovables sigue siendo significativa en el abastecimiento energético nacional, tal como se desprende del balance de consumo bruto de energía primaria del año 2001.

Las energías renovables no convencionales, que poseen un potencial de desarrollo en nuestro País, son las siguientes:

- Eólica
- Biomasa
- Solar
- Hidráulica
- Geotérmica

Tabla 4.1: CAPACIDAD INSTALABLE FACTIBLE, MW (Escenario 1)									
Año	Hidráulica	Geotérmica	Eólico	Biomasa	Solar	FV	Total ERNC	SIC, MW	%
2007	150		18	191			359	8.608	4,2%
2008	247		18	191			456	8.931	5,1%
2009	289		18	200			507	9.321	5,4%
2010	289		18	200			507	9.809	5,2%
2011	303		38	220			561	10.467	5,4%
2012	382	40	58	240	2		722	11.183	6,5%
2013	460	65	78	260	2		865	11.819	7,3%
2014	538	105	98	280	10	2	1.033	12.481	8,3%
2015	616	130	118	300	10	4	1.178	13.181	8,9%
2016	706	195	138	321	30	6	1.396	13.990	10,0%
2017	796	195	158	340	50	8	1.547	14.789	10,5%
2018	886	240	178	355	70	11	1.740	15.630	11,1%
2019	975	290	198	360	90	15	1.928	16.489	11,7%
2020	1065	355	218	380	110	20	2.148	17.396	12,3%
2021	1136	490	238	385	130	26	2.405	18.353	13,1%
2022	1207	580	258	420	150	34	2.649	19.363	13,7%
2023	1279	680	278	435	170	44	2.886	20.428	14,1%
2024	1350	745	298	449	190	64	3.096	21.551	14,4%
2025	1421	810	330	461	210	100	3.332	22.736	15%
	6,3%	3,6%	1,5%	2,0%	0,9%	0,4%	15%	100%	

Figura 7: Proyeccion de los aportes de ERNC según UTFSM.

3.1 ENERGÍA EÓLICA

La energía eólica se considera una forma indirecta de energía solar. Entre el 1% y 2% de la energía proveniente del sol se convierte en viento, debido al movimiento del aire ocasionado por el calentamiento desigual de la superficie terrestre. La energía cinética del viento puede transformarse en energía útil, tanto mecánica como eléctrica.

Este tipo de energía, cuando es transformada en energía mecánica ha sido aprovechada históricamente, pero su uso para la generación de energía eléctrica es más reciente, existiendo aplicaciones de mayor escala desde mediados de la década del 70, en respuesta a la crisis del petróleo y a los impactos ambientales derivados del uso de combustibles fósiles.

3.1.1 POTENCIAL DEL RECURSO EÓLICO EN CHILE

Una de las características de este recurso, es su condición aleatoria y variable, por cuanto depende de condiciones atmosféricas, geográficas, etc. Esto conlleva a exhaustivas mediciones, como condición previa, para el desarrollo de proyectos destinados a su aprovechamiento.

En Chile, se han realizado algunos estudios tendientes a caracterizar parcialmente el potencial energético eólico nacional y existen otros que están actualmente en ejecución. Durante 1992, se hizo una recopilación de la mayoría de la información del viento disponible a dicha fecha, a partir de la cual se evaluó el recurso eólico en lugares con información confiable (Evaluación del potencial de energía eólica en Chile, CORFO). Dada la baja densidad y características de las estaciones meteorológicas disponibles, el estudio no permitió tener una visualización íntegra del potencial eólico de Chile.

Recientemente, la Comisión Nacional de Energía (CNE) ha realizado un estudio llamado "Mejoría del conocimiento del recurso eólico en el norte y centro del país", el cual actualiza el estudio previo realizado por CORFO, en lo referido a recopilación y análisis de información meteorológica de superficie para las regiones III, IV y V del país, desarrolla también una evaluación preliminar del potencial eólico entre la I y IX Región, basado en el reprocesamiento de resultados disponibles de modelos meteorológicos de mesoescala. Dado que la información observacional recopilada no fue obtenida con fines de prospección eólica, los

resultados de este estudio deben ser usados con precaución, pues no permiten descartar zonas que aparentemente presentan un bajo potencial. Pese a ello, el estudio logra identificar algunas zonas costeras en las regiones analizadas, donde tanto la información observacional recopilada como los resultados de los modelos de mesoescala, señalan un potencial eólico interesante.

Por otro lado, el NREL desarrolló para CNE un mapa preliminar del potencial eólico del archipiélago de Chiloé, orientado a la evaluación del recurso para aplicaciones rurales no conectadas a red. Este mapa ha permitido elaborar una cartera de proyectos híbridos Eólico Diesel para abastecer a más de 3.100 familias distribuidas en 32 islas del Archipiélago.

A pesar de la escasa información disponible sobre el potencial explotable del recurso y dadas las características geográficas de Chile, es posible identificar zonas que pueden contar con niveles de viento que permitan su aprovechamiento para fines de generación eléctrica. Entre ellas están:

- Zona de Calama en la II Región y, eventualmente, otras zonas altiplánicas.
- Sector costero y zonas de cerros de la IV Región y, eventualmente, de otras regiones del norte del país.
- Puntas que penetran al océano en la costa de la zona norte y central.
- Islas esporádicas.
- Zonas costeras abiertas al océano y zonas abiertas hacia las pampas patagónicas en las regiones XI y XII: Estas últimas han demostrado tener un excelente recurso eólico.

3.1.2 Proyectos de Generación con Energía Eólica en Operación

3.1.2.1 Proyectos Conectados a Sistemas Eléctricos

En la actualidad, existe en operación en Chile uno de estos proyectos: "Alto Baguales". Corresponde a un parque de tres aerogeneradores (660 Kw c/u) con una capacidad conjunta de 2 MW nominal. Se encuentra conectado desde noviembre de 2001 al Sistema Eléctrico de Aysén, que atiende a 19.000 familias de la XI Región del país. El propietario del proyecto es la Empresa Eléctrica de Aysén. Cabe señalar que tanto el elevado potencial del recurso eólico de la zona, que posibilitó la materialización de este parque eólico, Canela 1 de Endesa, que entró en operaciones a finales de 2007 y aportó con 18 Mega Watts al sistema interconectado.

Se encuentran en construcción cuatro parques más: Canela 2, con 40 aerogeneradores adicionales; Monte Redondo, de la empresa Suez; Totoral, de Norwind y la planta generadora de Punta Colorada, de la empresa minera Barrick, todos en la Cuarta Región. Más al sur, en la provincia de Arauco, el parque eólico Lebu, de Cristalerías Toro, aportará 9 Mega Watts.

Según la Comisión Nacional de Energía, existen nuevos proyectos que generarían 1.500 MW en total. Algunos aún no tienen aprobado el estudio de impacto ambiental, mientras otros ya superaron ese trámite. Es el caso del parque eólico Talinay, que la COREMA de Coquimbo aprobó a principios de

este mes. El proyecto cuenta con 243 aerogeneradores que inyectarán 500 MW más al sistema interconectado central.

3.1.2.2 Proyectos Aislados de Abastecimiento de Pequeñas Localidades

Ya sea a través del Programa de Electrificación Rural y algunas iniciativas privadas, de cooperación internacional y/o de investigación académica, se han materializado pequeños proyectos de generación eólica en localidades rurales del país.

Desde un punto de vista de tamaño, el más relevante es el Proyecto Piloto de Generación Eólica en la Isla Tac, en el Archipiélago de Chiloé (X Región). El proyecto se encuentra en operación desde octubre del 2000 y corresponde a un sistema híbrido eólico-diesel que consta de dos aerogeneradores de 7.5 kw cada uno. Ha beneficiado a 79 familias y a 3 centros comunitarios de la isla.

3.2 *ENERGÍA HIDRICA*

La hidroelectricidad, al igual que la energía eólica y solar, es un recurso energético "limpio" y renovable, cuyo adecuado aprovechamiento tiene un bajo impacto ambiental y se utiliza como importante recurso energético en muchos países del mundo.

La potencia obtenida a través de los recursos hidráulicos depende del volumen de agua que fluye por unidad de tiempo y de la altura de caída de ésta. Una central hidroeléctrica es un conjunto de obras destinadas a convertir la energía

cinética y potencial del agua, en energía utilizable, como es la electricidad. Esta transformación se realiza a través de la acción que el agua ejerce sobre una turbina hidráulica, la que a su vez le entrega movimiento rotatorio a un generador eléctrico.

De acuerdo a su capacidad, las centrales hidroeléctricas pueden clasificarse de la siguiente forma:

- **Grandes centrales:** Poseen una potencia superior a los 5 MW.
- **Pequeñas centrales:** Poseen una potencia superior a 1 MW e inferior a los 5 MW.
- **Mini centrales:** Poseen una potencia superior a 100 KW e inferior a 1 MW.
- **Micro centrales:** Poseen una potencia superior a 1,5 KW e inferior a los 100 KW.
- **Hidrocargadores:** Su potencia es menor que 1,5 Kw, generan electricidad en corriente continua, la cual puede aprovecharse para cargar baterías.

La energía hidráulica convencional, aquella utilizada para la generación de electricidad en grandes centrales conectadas a sistemas eléctricos, es una de las fuentes primarias principales de abastecimiento energético en Chile

Por su parte, las mini y micro centrales hidroeléctricas y los hidrocargadores, se consideran como energías renovables no convencionales, debido a su menor nivel de implementación, ya que en los sectores rurales se constituyen en una alternativa para la provisión de electricidad. Actualmente se contabilizan alrededor de 110 instalaciones de este tipo en el país, destinadas principalmente a la electrificación de viviendas y a telecomunicaciones.

Existen regiones del país que presentan favorables condiciones geográficas y climáticas que las transforman en un lugar privilegiado para el aprovechamiento de

la energía hídrica. Muchos lugares cordilleranos en casi toda la extensión de las zonas central y sur, áreas como Chiloé continental y zonas aisladas desde la VIII Región al sur, son especialmente adecuados para la instalación de múltiples centrales de pequeño tamaño. Por esta razón, este tipo de energías tienen un espacio primordial de promoción dentro del programa de electrificación rural.

La energía hidráulica ha sido ampliamente utilizada a lo largo de la historia de Chile, sin embargo, en la actualidad se ha prestado mayor interés en el impacto ambiental que este tipo de generación produce. Hay un fuerte factor social en contra de los embalses por el gravísimo efecto que estos producen en los ecosistemas destruyéndolos permanentemente. Es por esto que en la actualidad se fomentan tanto social como económicamente las alternativas de ERNC.

3.3 ENERGÍA SOLAR

Recibe el nombre de energía solar aquella que proviene del aprovechamiento directo de la radiación del sol, de la cual se obtiene calor y electricidad. El calor se obtiene mediante colectores térmicos y la electricidad a través de paneles fotovoltaicos.

En los sistemas de aprovechamiento térmico el calor recogido en los colectores solares puede destinarse a satisfacer numerosas necesidades, como por ejemplo: obtención de agua caliente para consumo doméstico o industrial, o bien para fines de calefacción, aplicaciones agrícolas, entre otras.

Los paneles fotovoltaicos, que constan de un conjunto de celdas solares, se utilizan para la producción de electricidad y constituyen una adecuada solución para el abastecimiento eléctrico en las áreas rurales que cuentan con un recurso solar abundante. La electricidad obtenida mediante los sistemas fotovoltaicos puede utilizarse en forma directa, o bien ser almacenada en baterías para utilizarla durante la noche.

En la actualidad, fue presentado un proyecto de ley en diciembre del año 2008, proyecto que permitiría inyectar excedentes de energía eléctrica hacia la red de distribución eléctrica. Esto en base a los modelos utilizados en países como Alemania, España y Estados Unidos. Actualmente, existe un sistema piloto el cual es propiedad de CONAFE, con el cual se están obteniendo datos importantes para elaborar una regulación pertinente a la zona.

3.3.1 Aplicaciones en Chile de la Energía Solar

En Chile, la energía solar es utilizada preferentemente en la zona norte del país, en donde existe uno de los niveles de radiación más altos del mundo. De acuerdo a la información disponible en el archivo solarimétrico nacional elaborado por la Universidad Técnica Federico Santa María, las radiaciones solares diarias para las regiones del país se pueden observar en el anexo de detalla de las radiaciones.

Las evaluaciones de tales registros demuestran que el norte de Chile presenta condiciones extraordinariamente favorables para la utilización de la energía solar.

Específicamente entre las regiones I y IV, el potencial de energía solar puede clasificarse entre los más elevados del mundo.

El desarrollo de la tecnología fotovoltaica en nuestro país incluye los siguientes tipos de usos: aplicaciones efectuadas por empresas de telecomunicaciones, aplicaciones en retransmisión de televisión en sectores aislados, sistemas de iluminación de faros con paneles fotovoltaicos y electrificación rural.

En el marco del Programa de Electrificación Rural (PER), municipalidades, Gobiernos Regionales y particulares, han instalado estos sistemas para alumbrado y electrificación de viviendas. Entre 1992 y 2000 se han instalado cerca de 2.500 soluciones individuales con sistemas fotovoltaicos, para abastecer de energía eléctrica a viviendas rurales, escuelas y postas. Los cuales actualmente siguen en uso cumpliendo las expectativas de vida útil.

Actualmente la Comisión Nacional de Energía, dentro del PER, está desarrollando diversas iniciativas para promover e implementar el uso de estas tecnologías.

Como anexo, se agrega un estudio realizado en Chile, el cual muestra la radiación de las principales localidades a lo largo del país.

CAPITULO IV

4.- SITUACION ACTUAL DE CHILE

4.1. SISTEMAS ELECTRICOS NACIONALES

El mercado eléctrico en Chile está compuesto por las actividades de generación, transmisión y distribución del suministro eléctrico. Estas actividades son desarrolladas por empresas que son controladas en su totalidad por capitales privados, mientras que el Estado sólo ejerce funciones de regulación, fiscalización y de planificación indicativa de inversiones en generación y transmisión, aunque esta última función es sólo una recomendación no forzosa para las empresas.

En la industria eléctrica nacional, participan un total aproximado de 31 empresas generadoras, 5 empresas transmisoras y 36 empresas distribuidoras, que en conjunto suministran una demanda agregada nacional que en el año 2002 alcanzó los 42.633,3 GWH. Esta demanda se localiza territorialmente en cuatro sistemas eléctricos (SING, SIC, Aysén y Magallanes).

El principal organismo del Estado, que participa en la regulación del sector eléctrico en Chile es la Comisión Nacional de Energía (CNE), quien se encarga de elaborar y coordinar los planes, políticas y normas necesarias para el buen funcionamiento y desarrollo del sector energético nacional, velar por su cumplimiento y asesorar a los organismos de Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía.

Existen en Chile cuatro sistemas eléctricos interconectados. El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que cubre el territorio comprendido entre las ciudades de Arica y Antofagasta con un 34,83% de la capacidad instalada en el

país; el Sistema Interconectado Central (SIC), que se extiende entre las localidades de Taltal y Chiloé con un 64,33% de la capacidad instalada en el país; el Sistema de Aysén que atiende el consumo de la Región XI con un 0,22% de la capacidad; y el Sistema de Magallanes, que abastece la Región XII con un 0,62% de la capacidad instalada en el país.

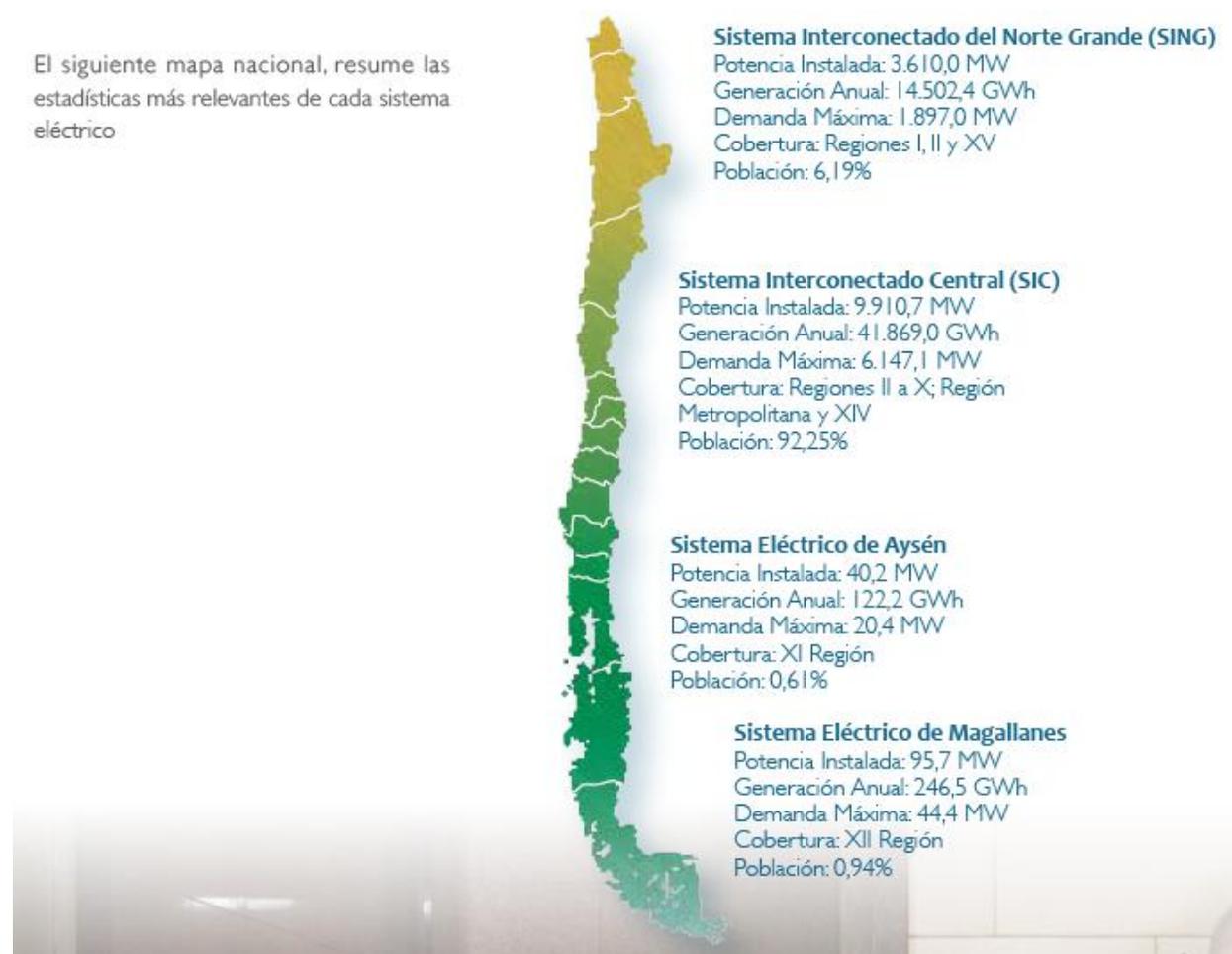


Figura 8: Ubicación geográfica de los sistemas interconectados en Chile.

El detalle de estos sistemas interconectados se incluye como anexo.

4.1.1 SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE

El SING está constituido por el conjunto de centrales generadoras y líneas de transmisión interconectadas que abastecen los consumos eléctricos ubicados en las regiones I y II del país.

Aproximadamente, el 90% del consumo del SING está compuesto por grandes clientes, mineros e industriales, tipificados en la normativa legal como clientes no sometidos a regulación de precios. El resto del consumo está concentrado en las empresas de distribución que abastecen los clientes sometidos a regulación de precios.



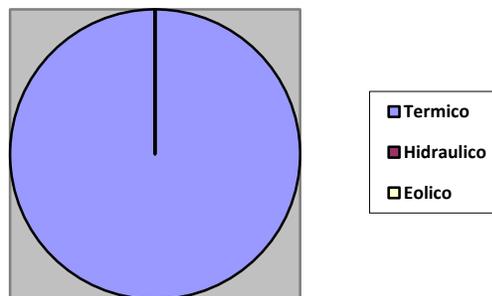
Figura 9: sistema interconectado norte Grande

4.1.1.1 Segmento de Generación

Operan en el SING un total de 6 empresas de generación que junto a una empresa de transmisión, conforman el Centro de Despacho Económico de Carga del SING (CDEC-SING).

El SING cuenta con una capacidad instalada total de 3.593,155MW a Diciembre de 2008.

Durante el año 2008 la demanda máxima alcanzó los 1.897 MW y la generación bruta de energía se ubicó en torno a los 14.502 GWh.



	Térmico	Hidráulico	Eólico
GWh	14437	67,8	0,0

Figura 10: Generación bruta para 2008

4.1.1.2 Segmento de Transmisión

El sistema de transmisión está constituido, principalmente, por las líneas eléctricas, de propiedad de las empresas de generación, líneas eléctricas de los propios clientes y líneas eléctricas de las empresas cuyo giro es la transmisión de energía eléctrica.

4.1.1.3 Segmento de Distribución

Operan el SING tres empresas de distribución de energía: EMELARI S.A. que abastece a la ciudad de Arica, ELIQSA S.A. que abastece a la ciudad de Iquique, y ELECDA S.A., que suministra la energía en la ciudad de Antofagasta, y a una parte del SIC, correspondiente a la zona de Taltal. En conjunto, estas tres empresas atienden a un total cercano a los 230.000 clientes.

4.1.2 SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL

El SIC es el principal sistema eléctrico del país, entregando suministro eléctrico a más del 90% de la población. El SIC se extiende desde la ciudad de Taltal por el norte, hasta la Isla Grande de Chiloé por el sur.

A diferencia del SING, el SIC abastece un consumo destinado mayoritariamente a clientes regulados (60% del total).

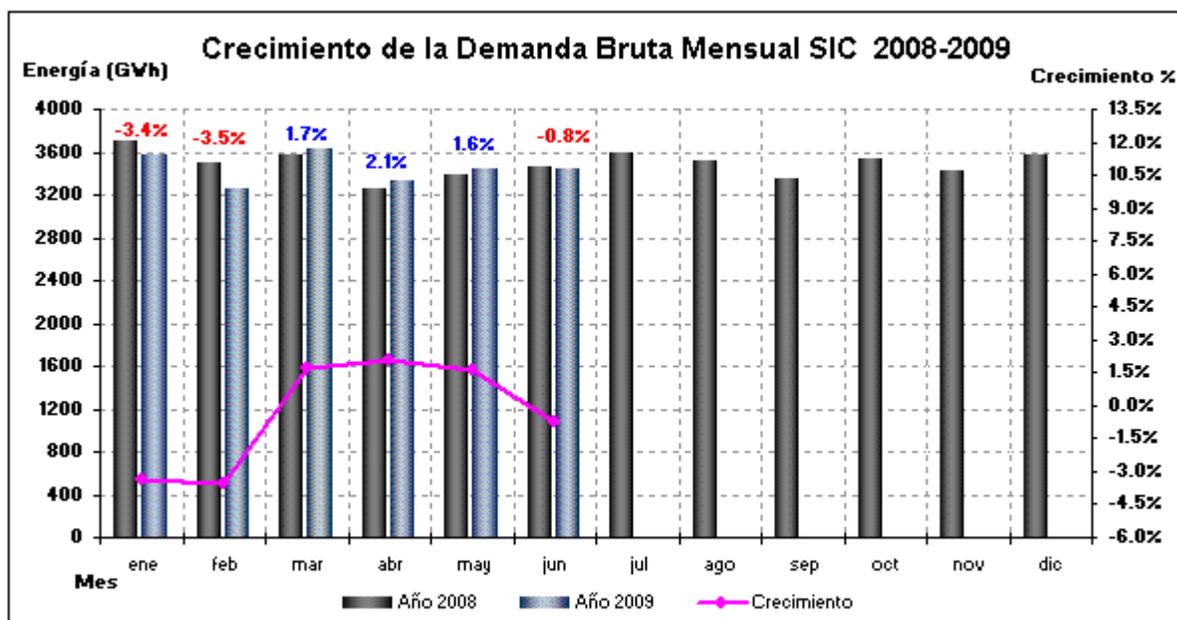


Figura 11: Crecimiento de la demanda bruta mensual Sic 2008-2009

4.1.2.1 Segmento Generación

El SIC tiene una capacidad instalada de 6.732,9 MW a Diciembre de 2002, perteneciente a un total de 20 empresas de generación que junto a algunas empresas de transmisión, conforman el Centro de Despacho Económico de Carga del SIC (CDEC-SIC).

El parque generador está constituido en un 60,13% por centrales hidráulicas de embalse y pasada, un 39,87% por centrales térmicas a carbón, fuel, diesel y de ciclo combinado a gas natural.

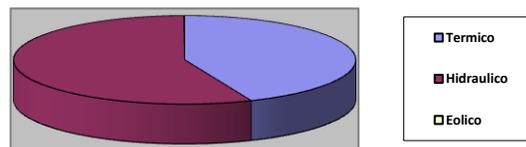
Durante el año 2002 la demanda máxima alcanzó los 4.878 MW, mientras que la generación bruta de energía se ubicó en torno a los 31.971,3 GWh.

4.1.2.2 Segmento de Transmisión

El sistema de transmisión está constituido, principalmente, por las líneas eléctricas de propiedad de las empresas de generación más las líneas de las empresas cuyo giro es la transmisión de energía eléctrica.

4.1.2.3 Segmento de Distribución

Operan en el SIC 31 empresas de distribución de energía, que en conjunto atienden un total cercano a los 3.850.000 clientes.



	Térmico	Hidráulico	Eólico
GWh	18282	23557	31

Figura 12: Generación bruta para 2008

CDEC-SIC SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL



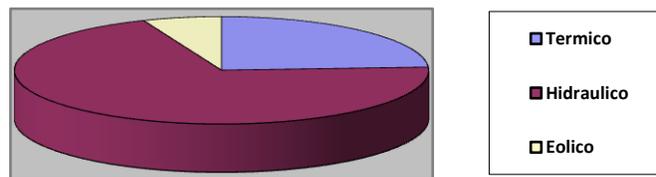
* Autorizada su circulación por resolución N°75 del 9 de abril de 2003 de la Dirección Nacional de Fronteras y Límites del Estado. La edición y circulación de mapas, cartas geográficas u otros impresos que se refieren o relacionan con los límites y fronteras de Chile no comprometen en modo alguno al Estado de Chile de acuerdo con el Art. 2° letra g) del DFL N° 83 de 1979 del Ministerio de Relaciones Exteriores.
Nota: Actualizado hasta Abril de 2009.

Figura 13: Sistema interconectado Central

4.1.3 SISTEMA DE AYSEN

El Sistema de Aysén atiende el consumo eléctrico de la XI Región. Su capacidad instalada a diciembre del 2008 alcanza los 40,2 MW. Durante el año 2002, la demanda máxima alcanzó los 20.4 MW y el consumo de energía se ubicó en torno a los 122,2 GWh.

Opera en él una sola empresa, EDELAYSEN S.A., quien desarrolla las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, atendiendo a un total cercano a los 20.000 clientes.



	Térmico	Hidráulico	Eólico
GWh	29.4	85.2	7.5

Figura 14: Generación bruta para 2008

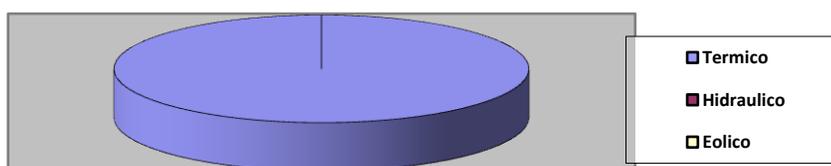
4.1.4 SISTEMA DE MAGALLANES

El Sistema de Magallanes está constituido por tres subsistemas eléctricos: Los sistemas de Punta Arenas, Puerto Natales y Puerto Porvenir, en la XII Región. La capacidad instalada de estos sistemas, a Diciembre de 2008, es 95,7 MW.

Durante el año 2008, la demanda máxima integrada del sistema Magallanes alcanzó un valor cercano a los 44,4 MW, mientras que la generación de energía se ubicó en torno a los 246,5 GWh.

Opera en estos sistemas una sola empresa, EDELMAG S.A., quien desarrolla las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, atendiendo a un total aproximado de 46.000 clientes.

Especialmente en el sector eléctrico, por concentración de la generación en las fuentes de energía hidroeléctrica y en el gas natural, se ha centrado todo el desarrollo eléctrico en este último tipo de combustible debido a su bajo precio. Hoy la generación de electricidad por medio de gas natural duplica el aporte de fuentes hídricas, la dependencia del gas natural para generación eléctrica, a puesto en crisis a este sector, debido a una crisis de abastecimiento del combustible proveniente de Argentina; por ello resultan absurdas las proyecciones del gobierno para el sector eléctrico hasta el año 2.015 ya que suponen la construcción de nuevas centrales a gas sin tener seguridad en el suministro de este combustible energético.



	Térmico	Hidráulico	Eólico
GWh	246.5	0	0

Figura 15: Generación bruta para 2008

4.2. SITUACION ACTUAL DEL MERCADO ELECTRICO NACIONAL

Para Chile, insistir en la expansión del uso de combustibles fósiles (carbón, petróleo e incluido gas natural) enfrenta severos límites ambientales. El país enfrenta problemas de saturación de cuencas con contaminantes atmosféricos, especialmente en la zona central (regiones quinta, metropolitana y sexta) donde ya existen planes de descontaminación debido a la recurrencia de situaciones de emergencia ambiental. En estas zonas, la instalación de nuevas plantas a gas natural son inviables, pues superarían las normas establecidas para emisiones de combustibles fósiles y aumentaría el daño a la salud de las personas y al ambiente. A fines de los años noventa el ingreso del gas natural mejoró transitoriamente la situación en lo que se refiere a algunos contaminantes (azufre y material particulado), ya no es posible instalar nuevas plantas sin transgredir los límites ambientales. Más aún la propuesta de utilizar petróleo y carbón en las plantas de ciclo combinado, para enfrentar la reciente crisis de abastecimiento de gas –es totalmente inviable, pues significaría sobrepasar con creces las normas ambientales y generar gravísimos impactos para el ambiente y para la salud de la población, especialmente en la ciudad de Santiago.

4.2.1. Sistemas eléctricos independiente de los sistemas interconectados

El Programa Nacional de Electrificación Rural, creado por la Comisión Nacional de Energía a fines de 1994, forma parte de la estrategia de los Gobiernos para superar la pobreza, elevar la calidad de vida de los sectores rurales e integrarlos al proceso de desarrollo económico y social del país.

Sus objetivos específicos apuntan a solucionar la carencia de electricidad y/o a mejorar la calidad del abastecimiento energético de viviendas y centros comunitarios en el medio rural, disminuyendo así los incentivos para la migración de familias campesinas a zonas urbanas, fomentando el desarrollo productivo y mejorando la calidad de vida, las oportunidades de acceso a la educación y la salud de estas familias.

Para cumplir estos objetivos, el Gobierno de Chile ha establecido una serie de metas, las cuales tenían que ser logradas antes que finalizara el año 2006.

4.2.2 METAS DE GOBIERNO 2000-2006

- Alcanzar una cobertura de un 90% de viviendas rurales con energía eléctrica, tanto a nivel nacional como en cada una de las regiones del país al año 2006;
- Fomentar el uso de las ERNC en electrificación rural para abastecer o mejorar el suministro de energía en comunidades aisladas o en viviendas dispersas;
- Apoyar la sustitución gradual de los sistemas de autogeneración diesel por sistemas híbridos basados en la uso de energías renovables, de modo de mejorar la calidad del abastecimiento, reducir la emisión de gases productores de efecto invernadero y los costos derivados del consumo de petróleo.
- Coordinar los esfuerzos del PER con otros Programas de Superación de la Pobreza, en particular con el Programa Enlaces-Rural del Ministerio de Educación (dotación de herramientas informáticas), con el Programa de Reforzamiento de Postas Rurales del Ministerio de Salud, con los Programas de Desarrollo Productivo de comunas pobres del Fondo de Solidaridad e

Inversión Social, con los Programas de Apoyo al Desarrollo Indígena del Ministerio de Planificación, y con los Programas de Telefonía Rural, Agua Potable y de Inversión Social del Ministerio de Obras Públicas, Transporte y Telecomunicaciones.

4.2.3 PROGRAMA DE ELECTRIFICACION RURAL (PER)

Cobertura

Los resultados del Censo de Población y Vivienda, realizado el 24 de Abril de 2002, confirman el fuerte impacto logrado por el Programa Nacional de Electrificación Rural, que permitió en diez años pasar de una cobertura nacional del 53,15% a una del 85,71%. Con estas cifras, Chile se ubica, junto a Costa Rica como el país de más alta cobertura de electrificación rural en América Latina.

Mientras entre 1982 y 1992 se incrementó en 14,8% el número de viviendas rurales con electricidad, entre 1992 y 2002 el aumento fue de 32,6%, correspondiendo a 193.147 nuevas viviendas rurales dotadas de energía eléctrica. Durante los tres primeros años de gestión del Presidente Lagos, se han electrificado más de 30.000 nuevas viviendas rurales, con una inversión pública a través del Fondo Nacional de Desarrollo Regional (FNDR) de \$24.791 millones de pesos a diciembre de 2002, equivalentes a 37 millones de dólares.

Cuatro regiones del país ya superaron la meta del 90%: V Región de Valparaíso, VI Región del Libertador Bernardo O'Higgins, VII Región del Maule y

la Región Metropolitana. La VIII Región del Biobío debió alcanzar la meta a fines del 2003 o durante 2004.

Particular relevancia adquieren los esfuerzos realizados por la IX Región de La Araucanía, que ascendió de un 23 a un 76% (53% de incremento) y la X Región de Los Lagos que pasó de un 38% a un 79% (41% de incremento) de viviendas rurales electrificadas entre 1992 y 2002. Estas regiones son las que concentran los más altos niveles de ruralidad, con el mayor número de viviendas rurales y con una fuerte concentración de población indígena.

Las Regiones I de Tarapacá, II de Antofagasta, III de Atacama, XI de Aysén y XII de Magallanes, sin bien todavía bordean el 80% de cobertura, podrán cumplir en los próximos años la meta, por cuanto el déficit de viviendas sin energía es numéricamente muy bajo.

Finalmente, la IV Región de Coquimbo debiera también alcanzar la meta de cobertura, por cuanto el déficit se concentra en viviendas rurales muy aisladas y dispersas, donde existe el compromiso de avanzar en un gran proyecto de soluciones individuales con paneles solares.

Estos resultados permiten augurar que la meta de cobertura comprometida por el Gobierno será cumplida, posibilitando así que las familias rurales mejoren su calidad de vida, su acceso a la salud y a la educación, y sus potencialidades de desarrollo productivo. Para ello, en los próximos tres años se deberán electrificar del orden de 30.000 nuevas viviendas a lo largo del país.

Uno de los objetivos de la política emprendida en electrificación rural, es la opción por utilizar energías renovables en aquellos proyectos de pequeña escala donde existe la tecnología apropiada y donde esta compita con las formas tradicionales de abastecimiento eléctrico. Dado ello, las energías renovables no convencionales tienen un espacio de desarrollo dentro del Programa Nacional de Electrificación Rural, de tal forma que hoy existen diversas aplicaciones que proveen de electricidad a comunidades rurales aisladas mediante el uso de energías renovables y proyectos específicos destinados a promover su uso.

4.3 ROL SECUNDARIO DEL ESTADO

Una de las razones estructurales de la vulnerabilidad energética, es que el estado no posee un rol relevante en el tema de planificación energética. El país posee una débil institucionalidad en materia de energía y muy pocas atribuciones, hecho que contrasta con una fuerte concentración de la gestión energética en pocos actores privados, la mayor parte de ellos transnacionales. La institucionalidad estatal tiene un rango de Superintendencia, es por esta razón que no se le permite tener un rol más activo en la planificación y en el diseño de las políticas energéticas, todas estas atribuciones las podría tener si se crea un Ministerio de energía. Como resultado, la actual planificación energética está más centrada en los intereses de rentabilidad empresarial que en las necesidades del desarrollo nacional

CAPITULO V

5.- SECTOR ELECTRICO EN CHILE

El mercado eléctrico en Chile está compuesto por las actividades de generación, transmisión y distribución de suministro eléctrico. Estas actividades son desarrolladas por empresas que son controladas en su totalidad por capitales privados, mientras que el Estado sólo ejerce funciones de regulación, fiscalización y de planificación indicativa de inversiones en generación y transmisión, aunque esta última función es sólo una recomendación no forzosa para las empresas.

El principal organismo del Estado que participa en la regulación del sector eléctrico en Chile es la Comisión Nacional de Energía (CNE), quien se encarga de elaborar y coordinar los planes, políticas y normas necesarias para el buen funcionamiento y desarrollo del sector energético nacional, velar por su cumplimiento y asesorar a los organismos del Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía.

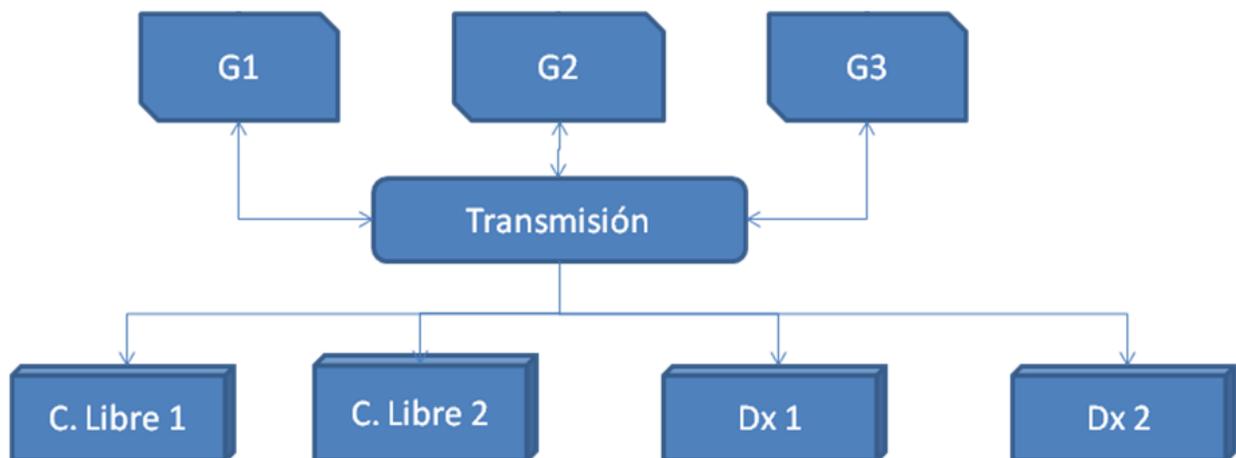


Figura 16: Diagrama de sistemas eléctricos Nacionales

5.1 CARACTERÍSTICAS DEL SECTOR ELÉCTRICO EN CHILE

El sector eléctrico tiene una serie de características que deben considerarse, pues ellas producen actitudes legislativas y regulatorias especiales.

5.1.1 Su importancia para la actividad económica.: Teniendo en consideración su naturaleza de insumo de primera necesidad para el desarrollo, debe considerarse la alta tasa de crecimiento del consumo eléctrico; la alta tasa de intensidad de capital para producir electricidad; el largo periodo de recuperación de las inversiones, la gravedad de los déficit de suministros entre otros.

Lo anterior adquiere una especial significación en un sistema jurídico, como el actual, regulado por el principio de subsidiariedad en el que las regulaciones deben producir incentivos para la inversión privada, quedando relegada la actividad estatal a posibilidades muy restringidas.

De ahí que en Chile opera el sistema concesional y el sistema de libre y espontánea iniciativa que se establece en su legislación eléctrica.

5.1.2 Su condición de servicio público: *Característica* que se manifiesta claramente en la legislación con diferentes matices, es un *servicio de extrema necesidad pública*, o simplemente un *servicio de utilidad pública* que deviene jurídicamente en la declaración de “servicio público” de los subsectores de distribución y de transporte por sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión (Art. 7 Ley General de Servicios eléctricos).

5.1.3 Monopolio natural. Libre competencia: En cuanto al subsector específico de distribución, se resalta su condición de monopolio natural y no legal, en cada área geográfica de concesión, debido a la inconveniencia económica de duplicar o superponer redes de distribución, característica, unida a que el legislador la considera explícitamente un “servicio público”, ha influido en forma notable en las regulaciones que la legislación impone a los distribuidores como, por ejemplo, la obligación de dar suministro eléctrico con una calidad de servicio adecuada y que explica varias de sus instituciones. Los otros subsectores (generación y transporte) tienen una condición distinta, lo que se manifiesta en características diferentes de su regulación.

En cuanto a la libre competencia, la legislación especial eléctrica no hizo más que regular las actividades de los distintos sectores de generación, transporte y distribución, sin decir nada sobre la integración vertical y ha sido una decisión de los organismos antimonopolio (Resolución N° 488 de 11 de junio de 1997, dictada por la Comisión Resolutiva Antimonopolios del DL N° 211/1974) la que estableció la necesidad de que se desconcentren y descentralicen las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

5.2 INSTITUCIONES Y PERSONAS VINCULADAS AL SECTOR ELÉCTRICO

5.2.1 Principio de legalidad y actuación administrativa

5.2.1.1 Estado de Derecho y principio de legalidad: La actuación de la administración en el sector eléctrico debe descansar en el Estado de Derecho y la legalidad, donde surgen las potestades, que pueden ser regladas o discrecionales, donde surge su régimen jurídico.

El primero de los principios integrantes del Estado de Derecho es el principio de la legalidad de la actuación administrativa, el que constituye uno de los dogmas más tradicionales y arraigados de los sistemas de signo liberal democrático y se ha erigido en la manifestación primaria y esencial del Estado de Derecho. Es importante tener presente que según el ordenamiento jurídico positivo chileno, plasmado fundamentalmente en el Capítulo 1 de la Carta Fundamental, la administración debe someterse plenamente en todas sus acciones al sistema normativo, constituido por las leyes dictadas conforme a la Constitución y por los derechos y garantías fundamentales.

La legalidad vigente junto a los principios y garantías constitucionales, conforman un haz de juricidad inevitable para toda actuación de la Administración.

5.2.1.2 Habilitación legal previa: necesidad de una potestad: En segundo lugar, las actuaciones administrativas sólo pueden llevarse a cabo en caso que exista una habilitación legal previa.

En cada actuación u omisión de la Administración, se debe descubrir si existe una potestad administrativa, un poder jurídico, conferido por el ordenamiento; potestad que siempre, de acuerdo al haz de juridicidad, es otorgada en consideración a un fin o una función.

Por lo anterior, los órganos de la Administración del Estado con potestades públicas relativas a los procedimientos administrativos eléctricos están sujetos, en especial, a la Ley N 18.575, de 1986, Orgánica Constitucional de Bases Generales de la Administración del Estado; a la Ley N² 10.336, de 1952, Orgánica Constitucional de la Contraloría General de la República.

5.2.2 Servicios públicos específicos

5.2.2.1 Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción: Se rige por el Decreto N° 747, de 1953, aún vigente para el Ministerio de Economía, en cuanto al sector eléctrico tiene varias funciones relevantes, como son la fijación de tarifas; fomentar el desarrollo de la producción, transporte y distribución de la energía eléctrica; resolver las divergencias o conflictos de las empresas eléctricas cuyas instalaciones operan interconectadas, entre otras.

5.2.2.2 Comisión Nacional de Energía (CNE): Creada en 1978, por el DL N° 2.224, de 8 de junio de 1978, con el objetivo de *“asesorar al gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía”* (art. 2°); para ello, la norma la dota de una serie de funciones relativas a la elaboración de planes y políticas; su coordinación; proposición de normas económicas y técnicas; y

cálculo de tarifas y precios de la energía. Asimismo, debe coordinar el funcionamiento del panel de expertos art. 134 inc. 3° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

5.2.2.3 Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC): Órgano de fiscalización y supervigilancia, creado por la Ley N° 18.410, de 22 de mayo de 1982. En materia eléctrica, debe velar por el cumplimiento de las leyes y reglamentos del área, normas técnicas sobre generación, transporte y distribución de electricidad, para verificar que la calidad de los servicios que se presten a los usuarios sea la exigida en la ley y que tales operaciones no constituyan peligro para las personas o cosas (art. 2°). Tiene potestades para la tramitación de las concesiones eléctricas y en la constitución de las servidumbres respectivas, entre otras funciones en el sector, del cual es un “órgano regulador” relevante. Es, además, titular de la potestad sancionatoria (art. 15 de Ley de Superintendencia de Electricidad y Combustibles).

5.3 *NORMATIVAS SECTOR ELECTRICO*

Ley general de servicios eléctricos

Decreto con Fuerza de Ley N° 1 (D.F.L. 1/82)

"Aprueba modificaciones al DFL N° 4 de 1959, Ley General de Servicios Eléctricos, en Materia de Energía Eléctrica"

Ministerio de Minería

Publicado en el Diario Oficial del 13 de Septiembre de 1982

Ley N° 19.674

"Modifica el D.F.L. N° 1, de 1982, de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos, con el objeto de regular los cobros por servicios asociados al suministro eléctrico que no se encuentran sujetos a fijación de precios"

Ministerio de Minería

Publicado en el Diario Oficial del 3 de Mayo de 2000

Ley N° 19.940

"Regula sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la Ley General de Servicios Eléctricos"

Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción

Publicado en el Diario Oficial del 13 de Marzo del 2004

Ley N° 20.018

"Modifica marco normativo del sector eléctrico"

Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción

Publicado en el Diario Oficial del 19 de Mayo de 2005

Resolución Exenta N° 544/05

"Aprueba Procedimiento, para determinación de cargos o abonos, para consumidores regulados producto de las diferencias entre el precio de

nudo y el costo marginal, aplicable a suministros sometidos a regulación de precios no cubiertos por contrato".

Resolución Exenta N° 637

"Aprueba Nuevo Procedimiento, para determinación de cargos o abonos, para consumidores regulados producto de las diferencias entre el precio de nudo y el costo marginal, aplicable a suministros sometidos a regulación de precios no cubiertos por contratos."

Ley N° 20.040

"Modifica el decreto con fuerza de Ley N° 1, de 1982 del Ministerio de Minería, Ley
General de Servicios Eléctrico"
Ministerio de Hacienda
Publicado en el Diario Oficial del 9 de Julio de 2005

REGLAMENTOS

Decreto Supremo N° 327 de 1998

"Fija reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos"
Ministerio de Minería
Publicado en el Diario Oficial del 10 de Septiembre de 1998

Decreto Supremo N° 158 de 2003

"Modifica decreto N° 327, de 12 de diciembre de 1997, de Minería,
que aprueba el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos"
Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción
Publicado en el Diario Oficial del 9 de Octubre de 2003

Decreto Supremo N° 181 de 2004

"Aprueba reglamento del Panel de Expertos establecido en el título VI
de la Ley General de Servicios Eléctricos"
Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción
Publicado en el Diario Oficial del 16 de Septiembre de 2004

Decreto Supremo N° 233 de 2004

"Aprueba reglamento para el financiamiento del estudio de transmisión
troncal establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos"
Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción
Publicado en el Diario Oficial del 12 de Diciembre de 2005

Decreto Supremo N° 229 de 2005

"Aprueba Reglamento de Valorización y Expansión de los Sistemas
Medianos establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos"
Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción
Publicado en el Diario Oficial del 12 de Diciembre de 2005

Decreto Supremo N° 244 de 2005

"Aprueba Reglamento para Medios de Generación no Convencionales y Pequeños Medios de Generación establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos"

Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción

Publicado en el Diario Oficial del 17 de Enero de 2006

Ley de Bases del Medio Ambiente

- **N° y Ministerio:** Ley N° 19.300 Fecha Publicación en el Diario Oficial: Publicado en el Diario Oficial del 9 de Marzo de 1994.
- **Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental**
N° y Ministerio: Decreto Supremo N° 30 Ministerio Secretaría General de la Presidencia Fecha Publicación en el Diario Oficial: Publicado en el Diario Oficial del 3 de Abril de 1997.
- **Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático**
N° y Ministerio: Decreto Supremo N° 123 Ministerio de Relaciones Exteriores Fecha Publicación en el Diario Oficial: Publicado en El Diario Oficial del 31 de Enero de 1995.

Ley sobre Concesiones de Energía Geotérmica

- **Nº y Ministerio:** Ley Nº 19.657 Ministerio de Minería
Fecha Publicación en el Diario Oficial: Publicado en el Diario Oficial del
7 de Enero de 2000.

Reglamento que Identifica fuentes probables de Energía Geotérmica

- **Nº y Ministerio:** Decreto Nº 142 Ministerio de Minería
Fecha Publicación en el Diario Oficial: Publicado en el Diario Oficial del
28 de Junio de 2000.

Teniendo presente la legislación precedente, nos remitiremos a la Legislación Esencial a las Energías Renovables que modifico el del DFL Nº 1 De 1982, Ley sobre Servicios eléctricos, ley nº 20.040 sobre ley 18.040, Ley sobre concesiones de energía geotérmica Nº 19.657 y la Ley Nº 19.300 sobre Bases Generales del Medio Ambiente.

5.4 ASPECTOS GENERALES DFL Nº 1 AÑO 1982, LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS, EN MATERIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

5.4.1 Los objetivos de la ley eléctrica aprobada en 1982 son los siguientes:

5.4.1.1 En armonía con el sistema económico general, se deseaba “*establecer un conjunto de reglas del juego lo más claras y objetivas posibles, que constituyan el marco adecuado para la instalación y funcionamiento de las*

empresas eléctricas. Ello con el propósito de lograr un desarrollo eficiente y estable del sector e incentivar la participación del capital privado”.

5.4.1.2 Otorgar al Estado los instrumentos de control, regulación de normativas necesarias y suficientes para un funcionamiento racional del sector.

5.4.1.3 Desburocratizar el sector, *“eliminando controles y regulaciones excesivas que entraban innecesariamente el funcionamiento y desarrollo del sector”.*

Durante la vigencia de las leyes eléctricas históricas de 1925, 1931 y 1959, tanto el subsector de la generación, distribución y transporte de la energía eléctrica estaba *“publicado”* en el sentido que no podían llevarse adelante proyectos por los privados sin una previa concesión. A partir de 1982, sólo se publica y no en todos sus supuestos, pero si en su condición de servicio público, el sector de la distribución de energía eléctrica. De tal modo, la ley eléctrica estableció una institucionalidad dirigida a:

- Permitir el libre acceso de los privados al negocio eléctrico, en especial a la generación y al transporte de energía eléctrica. Además, la vía concesional sólo pasa a ser imprescindible, para el servicio público de distribución en áreas de concesión a usuarios finales. Las áreas geográficas de distribución no son monopólicas, sino que permiten el ingreso de otros nuevos titulares (superposición de concesiones).

- Las “*reglas claras*” en este sector las constituyen las disposiciones del DFL N° 1, de 1982, que como sabemos en su estructura normativa es tributaria de la anterior ley eléctrica de 1959.
- En cuanto a los temas de procedimiento concesional, servidumbres y ocupación de bienes públicos, no se varía sustantivamente la legislación anterior, manteniendo con algunos matices y diferencias de redacción las instituciones anteriores. La variación fundamental se da en materia de tarifas y operación interconectada.
- Según se señaló, en 1985 se dictó la Ley N° 18.410, que creó la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, que desde entonces es un importante órgano regulador del sector.

5.4.2 Competencia administrativa

5.4.2.1 Concesiones: El sistema concesional eléctrico ha sido propuesto por la legislación en el ámbito competencial de dos organismos de la Administración, ya señalados: el Ministerio de Economía y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

5.4.2.2 Supervigilancia: A la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, le corresponde la fiscalización “*de la explotación de los servicios eléctricos y del suministro*” (como denomina la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) al título III, arts. 72 y ss.), dada la condición de servicio público de la actividad económica de distribución de energía eléctrica. Además, le corresponde una

supervigilancia permanente de toda instalación eléctrica, ya sea de generación, transporte o distribución, dado el “interés general” de tales actividades (vid, art. 45 LGSE, entre otros) y de la necesaria seguridad de las instalaciones con que se desarrollan.

5.4.3 Personas naturales y jurídicas, públicas y privadas

Dada la vigencia del principio de subsidiariedad económica, sólo los particulares actúan en el sector generándola, generación, transporte o distribuyendo energía eléctrica, salvo casos excepcionales que regula la Constitución Política (art. 19 N° 21 y 22); empresas que se vinculan con los usuarios. Existe, además, un tipo de persona jurídica de derecho público integrado por empresas particulares (Denominados centros de despacho económico y de carga)

5.4.3.1 Empresas de generación, transporte o distribución de energía eléctrica

Usualmente identificadas por la propia ley como “*empresas eléctricas*” (art. 2 N° 7 LGSE), o como “*empresa concesionaria*” (art. 7 LGSE). Estas empresas podrán ser o no concesionarias en el caso de la generación y el transporte (art. 4 inc. 4 LGSE), siendo imprescindible tal título concesional sólo en el caso de la distribución (arts. 7 y 8~ LGSE). En el caso de las empresas operadoras de sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión, a pesar de su condición de “servicio público” no se les exige el título concesional (vid, art. 4° inc. 3 LGSE).

5.4.3.2 Usuario o consumidor final

Definido por la propia ley como “*el que utiliza el suministro de energía eléctrica para consumirlo*” (art. 150, letra k), LGSE).

5.4.3.3 Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC)

Definido por la ley como un “*organismo*” (esto es, dotado, por su solo ministerio, de personalidad jurídica) y “*encargado de determinar la operación del conjunto de instalaciones de un sistema eléctrico, incluyendo las centrales generadoras eléctricas, líneas de transmisión a nivel troncal, subtransmisión y adicionales; subestaciones eléctricas, incluidas las subestaciones primarias de distribución y barras de consumo de usuarios no sometidos a regulación de precios abastecidos directamente desde instalaciones de un sistema de transmisión; interconectadas entre sí, que permite generar transportar y distribuir energía eléctrica, de modo que el costo del sistema sea el mínimo posible, compatible con una confiabilidad prefijada*” (art. 150 letra b, LGSE); ley que al mismo tiempo regula su actuación y la de los demás actores de este sector. Son centrales en su regulación, además, los artículos 71-1, 81, 81 bis, 91 y 91 bis LGSE y los arts. 164 y ss. RLGSE.

5.4.4 Tribunales especiales en materia eléctrica

En algunos casos, la ley confía a comisiones o tribunales especiales la solución de controversias que se suscitan en materia eléctrica, usualmente relativas a la fijación de valores de indemnización o precios.¹⁴ Es el caso de:

5.4.4.1 Comisión de hombres buenos, en servidumbres prediales

Tiene la misión de fijar “el avalúo de las indemnizaciones que deben pagarse al propietario del predio sirviente”, en las servidumbres eléctricas prediales, en caso de desacuerdo entre el dueño del predio y el interesado (vid. arts. 62 y ss. LGSE).

5.4.4.2 Panel de expertos

Integración y competencia. Crea la LGSE, en sus artículos 130 a 134, un panel de expertos, a cuyo dictamen serán sometidas todas aquellas discrepancias que enumera la ley (vid, art. 130 Nos 1 a 10 LGSE), en especial, aquellas relativas a la transmisión (por ejemplo, sobre el informe técnico basado en los resultados del estudio de transmisión troncal; las bases de los estudios para la determinación del valor anual de los sistemas de transmisión troncal; la fijación de los peajes de distribución y de subtransmisión), a la fijación de precios de los servicios no consistentes en suministros de energía a la determinación de los costos de explotación para las empresas distribuidoras, a la fijación del valor nuevo de reemplazo y a las discrepancias que surjan en la aplicación del régimen de acceso abierto en las líneas de los sistemas adicionales, además de todas las controversias que surjan de la aplicación de los arts. 71-29 a 71-34 LGSE, relativas a los peajes de los sistemas de transporte (vid, art. 71-35 LGSE); los conflictos que se susciten en el interior de un CDEC, respecto de aquellas materias que se determinen reglamentariamente (art. 130 inc. final LGSE); “*las demás discrepancias que las empresas eléctricas tengan entre sí, con motivo de la aplicación técnica o económica de la normativa del sector eléctrico y que, de común acuerdo, sometan a su dictamen*” esto es, como arbitraje (art. 130 N² 11 LGSE).

5.4.5 Carácter Orgánico y Especial de la Ley General de Servicio Eléctrico (LGSE)

Esta materia eléctrica, como se ha dicho, es regida en forma *orgánica* por la LGSE, estatuto especial que rige el sector, éste aspecto ha de tenerse presente a efectos hermenéuticos y ha recibido un pronunciamiento jurisprudencial en sentencia de la Corte Suprema de 12 de octubre de 1987, del siguiente tenor:

“Que el artículo 1 del citado DEL N° 1, de 1982, de Minería, dice, a la letra, que “la producción, el transporte, la distribución, el régimen de concesiones, tarifas de la energía eléctrica y las funciones del Estado relacionadas con estas materias, se regirán por la presente ley”; lo cual implica establecer un ordenamiento especial regulador de todo lo concerniente a dicha actividad, sin restricciones, porque su contexto no las contempla ni permite introducir limitaciones derivadas de otros textos legales “.

Por lo anterior, en las materias que forman parte del núcleo dogmático del derecho eléctrico (y que son la base de su autonomía disciplinaria) no es posible la aplicación supletoria de ningún otro ordenamiento legal, salvo los casos de remisión expresa de la ley especial eléctrica (por ejemplo, art. 67 inc. 22 LGSE, que se remite al Código de Procedimiento Civil) y de aplicación de una institución interdisciplinaria, como la servidumbre predial eléctrica, que se rige preferentemente por la LGSE (art. 14) y supletoriamente por el Código Civil, dada su materia, según se desarrolla más adelante.

El Reglamento de la Ley General de Servicio Eléctrico

En materia reglamentaria, en el DO de 10 de septiembre de 1998 se publicó el DS N 327, de 1997, de Minería, que “fija *el Reglamento de la ley general de servicios eléctricos*” (RLGSE), texto que en 330 disposiciones permanentes y 26 transitorias desarrolla y ejecuta la LGSE, reemplazando a la anterior reglamentación (de 1934) que resultaba “*en gran medida incompleta y, en parte, superada por los avances tecnológicos*” (considerando 12 RLGSE).

5.5 Principales modificaciones a la LGSE

- 1) Se introducen modificaciones de técnica legislativa, excluyendo de este cuerpo legal mandatos explícitos sobre facultades de la Superintendencia, los que quedaron reunidos ahora en la LSEC.
- 2) La más relevante de las modificaciones, es el nuevo texto del art. 99 bis, según el cual, en caso de prolongarse o proyectarse fundadamente un déficit de generación en un sistema eléctrico, a consecuencia de fallas prolongadas de centrales eléctricas o de situaciones de sequía, el Ministerio de Economía, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, podrá establecer, mediante decreto, el racionamiento de energía eléctrica. Se señala en el nuevo art. 99 bis que las empresas generadoras quedarán obligadas a pagar a sus clientes distribuidores o finales sometidos a regulación de precios, cada KWH de déficit que los haya afectado, determinado sobre la base de sus consumos normales, a un valor igual a la diferencia entre el costo de racionamiento y el precio básico de la energía. Agregando la ley que, a partir

de ahora, las situaciones de sequía o las fallas de centrales eléctricas en ningún caso podrán ser consideradas como fuerza mayor o caso fortuito.

3) Regulación de sistemas de transporte, de tarifas para sistemas medianos y adecuaciones varias a la LGSE

Con el objetivo de establecer variadas modificaciones a la regulación eléctrica se dictó la Ley N° 19.940, de 13 de marzo de 2004 (*“Regula sistemas de transporte, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica la ley general de servicios eléctricos”*). En términos generales, a través de esta ley se regulan de un nuevo modo las siguientes materias:

- a) Los sistemas de transporte de energía eléctrica, los cuales se definen y regulan en un nuevo Título III, en los arts. 71-1 a 71-50, que se incorporan a continuación del art. 71 LGSE. Además de la regulación de las instalaciones y el acceso y peajes en relación a las mismas, a través de esta ley se tipifica el transporte de energía eléctrica por sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión como un “servicio público” (art. 7 inc. 3° nuevo LGSE).
- b) Los sistemas eléctricos medianos, para los cuales se establece un nuevo régimen de tarifas, incorporando los arts. 104-1 a 104-8, a continuación del art. 104 LGSE.
- c) Se crea el panel de expertos, utilizando para ello los arts. 130 a 134 LGSE (que habían quedado sin contenido, derogados, en virtud de la Ley 19.613/1999).

d) Agrega la ley algunas normas transitorias, entre ellas, la potestad del Presidente de la República para fijar el texto refundido, coordinado y sistematizado de la LGSE (art. 12 transitorio Ley N² 19.940/2004).

5.5.1 ÚLTIMAS MODIFICACIONES A LA LEY DE SERVICIOS ELÉCTRICOS, D.F.L N° 1 DE 1982

Al final del período de gobierno de Ricardo Lagos, Presidente de Chile, desde el año 2000 hasta el año 2004, la Ley de Servicios Eléctricos fue modificada, con la introducción de las Leyes 19.040 y 20.018, cuyo propósito fue de modernizar y transparentar el sistema, tanto para los inversionistas como para los consumidores, de modo de garantizar la materialización oportuna de las inversiones necesarias para otorgar un servicio eléctrico en el país con adecuados estándares de seguridad y calidad, que otorgará la certidumbre y estabilidad necesaria en las reglas del juego a un sector estratégico para el desarrollo del país.

Los aspectos centrales de las modificaciones legales son las siguientes:

1.- Se establecen reformas relevantes a la regulación que condiciona la operación y desarrollo de los sistemas de transmisión, permitiendo mejorar los criterios de asignación de recursos por uso del sistema por parte de los diferentes agentes y se precisa el procedimiento de determinación de peajes de transmisión, lo que permite el desarrollo y remuneración del 100% del sistema de transmisión en la medida de que éste sea eficiente.

2.- Se estabiliza la determinación de los precios de nudo (PN), por la vía de disminuir la banda de variación del precio del nudo respecto a lo observado en el segmento libre. Hasta hoy se admitía que el PN se ubicara entorno al 10% del precio libre, quedando la banda, con la actual modificación, en torno al 5%.

3.- Se amplía el mercado no regulado, rebajando el límite de caracterización de clientes libres desde 2000 KW a 500 KW.

4.- Se precisan las normas de peajes que permiten a oferentes, distintos de las distribuidoras, el acceso a clientes libres ubicados en las zonas de concesión de estas últimas.

5.- Se introduce el mercado de servicios complementarios, estableciendo la transacción y valoración de recursos técnicos que permiten mejorar la calidad y seguridad de servicios.

6.- Se reformó el mecanismo de cálculo de tarifas en sistemas de tamaño mediano (entre 1500 KW y 200 MW de capacidad instalada), específicamente esto afecta a los sistemas del sur del país, Aysén y Magallanes.

7.- Se mejora considerablemente las condiciones para el desarrollo de proyectos de pequeñas centrales de energía no convencional, principalmente energías renovables, por medio de la apertura de los mercados eléctricos a este tipo de centrales, del establecimiento del derecho a evacuar su energía a

través de los sistemas de distribución y de la excepción del pago de peajes por el uso del sistema de transmisión troncal.

8.- Se establece un mecanismo de solución de controversias entre el sector eléctrico, tanto entre las empresas y la autoridad, como entre empresas, a través del establecimiento de un panel de expertos altamente especializado compuesto por siete profesionales de los cuales dos serán abogados y los otros cinco, ingenieros y/o economistas con una alta experticia en el sector.

9.- Se introduce la posibilidad de reconocer, tanto en el sistema de precios como en las transacciones, la existencia de subsistemas dentro de un sistema eléctrico para efecto de establecer los requerimientos de nueva capacidad de generación en forma separada. Esto es relevante en casos donde existen restricciones de transmisión, como hoy pasa, por ejemplo, en el sistema al sur de la ciudad de Temuco.

5.5.1.1 Artículo 71 N° 7 de la LEY N° 19.040

Ésta ley regula los sistemas de transporte de energía eléctrica, estableciendo un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos, a saber:

Artículo 71-7.- Los propietarios de los medios de generación conectados al sistema eléctrico respectivo cuya fuente sea no convencional, tales como geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas, cogeneración y otras similares determinadas fundadamente por la Comisión, cuyos excedentes de potencia suministrada al sistema sea inferior a 20.000 kilowatts, estarán exceptuados del pago total o de una porción de los peajes, por el uso que las

inyecciones que estos medios de generación hacen a los sistemas de transmisión troncal, conforme a los criterios establecidos en los incisos siguientes.

Los peajes a pagar serán determinados ponderando los peajes que correspondería pagar, conforme a las normas generales de peajes, por un factor proporcional igual al exceso por sobre 9.000 kilowatts de los excedentes de potencia suministrada al sistema dividido por 11.000 kilowatts. En caso que dichos excedentes de potencia sean inferiores a 9.000 kilowatts, el factor será nulo.

Si la capacidad conjunta exceptuada de peajes excede el 5% de la capacidad instalada total del sistema eléctrico, los propietarios de los medios de generación deberán pagar un peaje equivalente a los montos de los peajes exceptuados, multiplicados por un factor proporcional único igual al cociente entre el señalado excedente, por sobre el 5% de la capacidad instalada total del sistema eléctrico y la capacidad conjunta exceptuada de peajes.

Para los efectos de lo señalado en el inciso anterior, se entenderá por capacidad conjunta exceptuada de peajes a la suma de los excedentes de potencia suministrados al sistema por cada uno de los medios de generación a los que se refiere este artículo, multiplicados por la diferencia entre 1 (uno) y el factor proporcional referido en el inciso segundo de este artículo.

Los montos totales de peajes de transmisión troncal exceptuados de pago en virtud de la aplicación de este artículo, serán pagados por las demás empresas que efectúan inyecciones de energía al sistema, a prorrata de dichas inyecciones conforme a los procedimientos que para ello establezca el reglamento.

El espíritu del legislador, con la disposición legal en comento tuvo por fin mejorar las condiciones para la inversión y desarrollo de la generación de energía

eléctrica a través de fuentes de energías renovables no convencionales, exceptuando total o parcialmente del pago de peaje.

5.5.1.2 Artículo 96 TER Ley Número 20.018

La otra modificación legal citada, ley número 20.018, en su artículo 96 ter, dispone: Los concesionarios de servicio público de distribución deberán traspasar a sus clientes finales sometidos a regulación de precios, los precios a nivel de generación-transporte que resulten de promediar los precios vigentes para dichos suministros conforme a sus respectivos contratos. El promedio se obtendrá ponderando los precios por el volumen de suministro correspondiente.

En caso de que el precio promedio de energía de una concesionaria, determinado para la totalidad de su zona de concesión, sobrepase en más del 5% el promedio ponderado del precio de energía calculado para todas las concesionarias del sistema eléctrico, el precio promedio de tal concesionaria deberá ajustarse de modo de suprimir dicho exceso, el que será absorbido en los precios promedio de los concesionarios del sistema, a prorrata de las respectivas energías suministradas para clientes regulados. Para efectos de la comparación señalada, los precios promedio deberán referirse a una misma subestación del sistema eléctrico.

Las re liquidaciones entre empresas concesionarias, que dé origen el mecanismo señalado en el inciso anterior, serán calculadas por la Dirección de Peajes del Centro de Despacho Económico y de Carga (CDEC) respectivo.

La re liquidación que pueda efectuarse entre concesionarios de servicio público de distribución no afectará la obligación del concesionario respectivo de pagar a su suministrador el precio íntegro de la energía y potencia recibida.

Sin perjuicio del derecho a ofertar en las licitaciones reguladas en los artículos 79°-1 y siguientes, en las condiciones que establezcan las respectivas bases, los propietarios de medios de generación a que se refiere el artículo 71°-7 tendrán derecho a suministrar a los concesionarios de distribución, al precio promedio señalado en el inciso primero de este artículo, hasta el 5% del total de demanda destinada a clientes regulados.

Los procedimientos para dar cumplimiento a lo establecido en este artículo se contendrán en el reglamento.

El espíritu del legislador, fue otorgar cierta seguridad a la inversión en fuentes de generación de electricidad con energías renovables no convencionales, al mejorar considerablemente las condiciones para el desarrollo de proyectos de pequeñas centrales de energía no convencional, principalmente energías renovables, por medio de la apertura de los mercados eléctricos a este tipo de centrales, del establecimiento del derecho a evacuar su energía a través de los sistemas de distribución y de la excepción del pago de peajes por el uso del sistema de transmisión troncal.

Producto de las modificaciones legales introducidas al mercado de generación eléctrica (Leyes N° 19.940, de 2004, y N° 20.018, de 2005), las que se traducen en oportunidades para el desarrollo de pequeños proyectos de generación en base a energías renovables, permitiendo a juicio de las autoridades chilenas, que actores distintos a las empresas tradicionales puedan ingresar al mercado de generación con proyectos de una magnitud de inversión factible de emprender por inversionistas locales, La Corporación de Fomento de la Producción(CORFO), en el mes de julio del año 2005, a través del Programa de Promoción y atracción de Inversiones apoyó a las empresas beneficiarias a través de un cofinanciamiento para estudios de Pre inversión o de asesorías Especializadas en Etapa de Pre

inversión con el objetivo primordial de apoyar el desarrollo del mercado de pequeñas proyectos de energía que usaran fuentes renovables; al mismo tiempo de pretender promover el desarrollo de proyectos que fuesen elegibles y aptos técnicamente para participar del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) establecido por el Protocolo de Kioto.

Dicho cofinanciamiento tendría un tope máximo de US 50.000 por empresa, dependiendo del valor proyectado de la inversión de pequeños proyectos de generación de energía a partir de fuentes renovables. CORFO hizo esta convocatoria con el objetivo de generar una cartera de proyectos como plataforma de atracción de inversiones en el área, donde existe un manifiesto interés de parte de empresas nacionales y extranjeras. Adicionalmente, se tuvo en cuenta la entrada en vigencia del Protocolo de Kioto (febrero, 2005), que estableció el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) que permitió a los países industrializados y empresas comprar parte de las reducciones de gases que provocan el calentamiento de la tierra, a empresas de países en desarrollo. CORFO se propuso promover el crecimiento de dicho mercado en Chile, con el fin de aprovechar las oportunidades de financiamiento que se ofrecen para los pequeños proyectos de generación en base a energías renovables.

5.5.2 Ley N° 19.967 Sobre Concesión de Energía Geotérmica

Se entiende por energía geotérmica aquella que se obtenga del calor natural de la tierra, que puede ser extraída del vapor, agua, gases, excluidos los hidrocarburos o a través de fluidos inyectados artificialmente para este fin.

Las normas de esta ley regulan:

- a) La energía geotérmica

- b) Las concesiones y licitaciones para la exploración o la explotación de energía geotérmica.

- c) Las servidumbres que sea necesario constituir para la exploración o la explotación de la energía geotérmica.

- d) Las condiciones de seguridad que deban adoptarse en el desarrollo de las actividades geotérmicas.

- e) Las relaciones entre los concesionarios, el Estado, los dueños del terreno superficial, los titulares de pertenencias mineras y las partes de los contratos de operación petrolera o empresas autorizadas por ley para la exploración y explotación de hidrocarburos y los titulares de derechos de aprovechamiento de aguas, en todo lo relacionado con la exploración o la explotación de la energía geotérmica.

- f) Las funciones del Estado relacionadas con la energía geotérmica.

Las disposiciones de esta ley no se aplicarán a las aguas termales, minerales o no minerales, que se utilicen para fines sanitarios, turísticos o de esparcimiento, las que se regirán por las disposiciones del decreto con fuerza de ley N° 237, de 1931, o por las normas generales o especiales que, en cada caso, fueren aplicables.

El ámbito de aplicación de esta ley abarcará el territorio continental, insular y antártico incluyendo las aguas interiores, mar territorial y zona económica exclusiva.

La energía geotérmica, cualesquiera sea el lugar, forma o condiciones en que se manifieste o exista, es un bien del Estado, susceptible de ser explorada y explotada, previo otorgamiento de una concesión, en la forma y con cumplimiento de los requisitos previstos en la ley.

La concesión de energía geotérmica es un derecho real inmueble, distinto e independiente del dominio del predio superficial, aunque tengan un mismo dueño, oponible al Estado y a cualquier persona, transferible y transmisible, susceptible de todo acto o contrato.

El titular de una concesión de energía geotérmica tiene sobre la concesión un derecho de propiedad, protegido por la garantía contemplada en el artículo 19 de la Constitución Política y por las demás normas jurídicas que sean aplicables al mismo derecho.

Otorgada la concesión con arreglo a las disposiciones de esta ley, el concesionario tendrá derecho a conservarla y no podrá ser privado de ella sino por las causales de caducidad o extinción que se contemplan en la propia ley.

Se reputan inmuebles accesorios de la concesión las construcciones, instalaciones y demás objetos destinados permanentemente por su dueño a la investigación, exploración o explotación de la energía geotérmica, según el caso,

que sean necesarios para la realización de las actividades inherentes a la concesión, siempre que se encuentren ubicados dentro de la zona de concesión.

La concesión de energía geotérmica puede ser de exploración o de explotación. Cada vez que esta ley se refiere a la concesión de energía geotérmica, se entiende que comprende ambas especies de concesiones.

La exploración consiste en el conjunto de operaciones que tienen el objetivo de 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 tendientes 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 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.

La extensión territorial de la concesión de energía geotérmica configura un sólido cuya cara superior es, en el plano horizontal, un paralelogramo de ángulos rectos, en el que dos de sus lados tienen orientación U.T.M. norte sur y cuya profundidad es indefinida dentro de los planos verticales que lo limitan.

Las dimensiones del largo y del ancho del paralelogramo deberán ser, para una concesión de exploración, múltiplos enteros de mil metros y para una concesión de explotación, múltiplos enteros de cien metros.

En todo caso, entre el largo y el ancho del paralelogramo deberá existir una relación no superior de diez a uno.

La cara superior de cada concesión de exploración no podrá exceder de cien mil hectáreas, ni de veinte mil hectáreas en el caso de tratarse de una concesión de explotación.

El área de la concesión de energía geotérmica será establecida en el decreto que la constituya. La concesión de energía geotérmica tiene por objeto la totalidad de dicha energía que exista dentro de sus límites.

Corresponderá al Ministerio de Minería la aplicación, control y cumplimiento de esta ley y sus reglamentos, sin perjuicio de las atribuciones conferidas a la Comisión Nacional de Energía y demás organismos señalados específicamente en sus disposiciones.

El Ministerio de Minería fiscalizará y supervisará el cumplimiento de las normas de esta ley y de los reglamentos que se dicten y las obligaciones de los concesionarios que se estipulen en el decreto de concesión.

La producción, el transporte, la distribución, el régimen de concesiones y de tarifas de la energía eléctrica derivada de la energía geotérmica y las funciones del Estado relacionadas con ella, se regirán, en lo que fuere pertinente, por las normas

contenidas en el decreto con fuerza de ley N° 1, del Ministerio de Minería, del 22 de junio de 1982.

5.6 Ley N° 19.300 Sobre Bases Generales del Medio Ambiente.

Las instalaciones eléctricas por seguridad y considerando la protección del medio ambiente, sin perjuicio de su función en el sistema eléctrico (generación, transmisión o distribución del fluido eléctrico), las instalaciones eléctricas constituyen obras físicas, situadas en terrenos públicos o privados, o que cruzan tales terrenos (en el caso de las líneas), que pueden implicar inseguridad o afección al medio ambiente. Por tales razones, las instalaciones eléctricas deben cumplir parámetros de seguridad establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos y en regulaciones complementarias.

Además, y en cumplimiento de legislación especial sobre el medio ambiente, tales instalaciones, en su caso, para su construcción y funcionamiento, deben obtener previamente, en los casos que lo exige la ley, una autorización o certificación ambiental (Art. 10 letras b) y c) de la Ley N° 19.300 de 1984, de Bases Generales del Medio Ambiente.

5.7 Aspectos legales aplicados

El contexto legal está enmarcado con la Ley N° 1, 1982 llamada “Ley General de Servicios Eléctricos”, en ella a través de sus 150 artículos se regula en forma íntegra el sistema eléctrico nacional, desde su adjudicación hasta causas de

caducidad. Por otro lado, también incluye mecanismos reguladores en el sistema de precios, definición de clientes regulados, etc.

El marco regulatorio eléctrico está compuesto por un grupo de documentos:

- Leyes
- Reglamento
- Decretos
- Normas Técnicas
- Oficios
- Resoluciones
- Circulares

Las Leyes, Reglamentos y los Decretos son la base del marco legal y lo definen en su globalidad, en cuanto a los restantes son el complemento los cuales dan mayor detalle a los anteriores.

Con respecto a las modificaciones realizadas al marco legal de la energía eléctrica en Chile, las cuales están directamente relacionadas con las Energías Renovables No Convencionales, se inició con la promulgación de La Ley N° 19.940 “*Ley corta I*”, que permite explícitamente el ingreso de pequeñas centrales de generación al mercado mayorista, además se les permitió establecer contratos con las distribuidoras.

Con la entrada en vigencia de la Ley N° 19.940 se asegura el derecho de cualquier generadora por pequeña que sea a poder vender energía al mercado SPOT, al Costo Marginal instantáneo y la potencia al Precio Nudo de Potencia. Estas modificaciones también imponen especiales condiciones a los generadores de

menos de 9MW, para las cuales crea condiciones más estables y seguras al momento de remunerar la energía. Por otra parte, la Ley N° 19.940 también establece que estos pequeños generadores tienen el derecho de poder inyectar sus excedentes a las Redes de Distribución.

Luego se promulgo la Ley N° 20.018 “*Ley corta IP*”, en la cual básicamente se otorga facultad a los generadores de dar incentivos a los consumidores regulados, para que estos reduzcan o aumenten sus consumos según sean las condiciones de la generación de energía, es decir, dar una señal clara en el corto plazo de los costos de generación a los consumidores finales con el fin de aumentar la eficiencia del sistema.

5.7.1 Contexto Legal

El marco regulatorio de la energía eléctrica en Chile, se encuentra regido por múltiples documentos; Leyes, Decretos Supremos, Decreto de Fuerza de Ley, Resoluciones y Reglamentos. Los cuales por su amplitud y no relevancia en el tema no serán más que enumerados a continuación:

5.7.1.1 Decreto con Fuerza de Ley N°1, 1982, Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos. Tuvo por objeto el traspaso del sector eléctrico en manos del Estado al ámbito privado. Reglamenta lo siguiente:

- La producción
- El transporte
- La distribución

- Las concesiones
- Las tarifas
- Las funciones del Estado como ente regulador

5.7.1.2 Ley N° 18.410, 1985: Modifica el DFL N°1, regula los cobros por servicios asociados al suministro eléctrico que no se encuentran sujetos a fijación de precios.

5.7.1.3 Ley N° 19.613, 1999: Modifica DFL N°1, define las obligaciones de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles -SEC-.

5.7.1.4 Ley N° 19.940 “Ley Corta 1”, 2004: Modifica el DFL N°1, regula el sistema de transporte de energía, implementando nuevas tarifas para sistemas eléctricos, *Exceptúa del pago total o parcial de peajes a los generadores de energía no convencional menores de 20MW.*

5.7.1.5 Ley N° 20.040, 2005: Modifica el DFL N ° 1.

5.7.1.6 Ley N° 20.018, “Ley corta 2”, 2006: Modifica el marco normativo del sector eléctrico, faculta a las generadoras a dar incentivos para aumentar o disminuir el consumo de los clientes regulados.

5.7.1.7 Decreto Supremo N°327, 1998: Fija Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos.

5.7.1.8 Decreto Supremo N°158, 2003: Modifica el DS N°327 que aprueba el reglamento de la Ley General de servicios eléctricos.

5.7.1.9 Decreto Supremo N°158, 2004: Aprueba el Reglamento del Panel de Expertos establecido en el título VI de la Ley General de Servicios Eléctricos.

5.7.1.10 Decreto Supremo N°233, 2004: Aprueba reglamento para financiamiento de estudio de transmisión troncal establecido en DFL N°1.

5.7.2 Características generales del mercado eléctrico según la normativa

El mercado eléctrico Nacional está compuesto sólo por capitales privados, es decir, el total de las actividades que se realizan en Chile en cuanto a energía eléctrica se realiza por empresas privadas. Por lo tanto, es absolutamente imprescindible la labor del Estado, él cual ejerce sobre este mercado las funciones de; regulación, fiscalización y por último una planificación de carácter no forzosa sobre las inversiones de generación y transmisión. Por ende, la inversión es de iniciativa privada y el Estado solo ejerce sobre ella una función reguladora y subsidiaria.

En cuanto a datos del Sistema Interconectado Central -SIC-, cabe señalar que la demanda neta bajó un 1,2%, totalizando casi 40.000 GWh durante el año 2008. Esta es la primera contracción de la demanda de energía en más de 20 años, debido a los altos costos de producción y a un fuerte incentivo en programas de eficiencia.

En cuanto a la capacidad instalada, al 31 de Diciembre del año 2006, esta corresponde a 8.273,6 MW, que corresponde a un 56,8% a capacidad hidroeléctrica y un 43,2% a capacidad termoeléctrica. Según estadísticas de la CNE a Diciembre

del año 2007 la capacidad instalada era de 9.118,2 MW. La matriz de Generación nacional tiene las siguientes características a Diciembre del año 2007.

ENERGÉTICO TIPO DE CENTRAL	SING	SIC	SISTEMA AYSEN	SISTEMA MAGALLANES	TOTAL
HIDRÁULICAS	12,8	4.874,3	19,9	0,0	4.907,0
EMBALSE	0,0	3.393,4	0,0	0,0	3.393,4
PASADA	12,8	1.480,9	19,9	0,0	1.513,6
TÉRMICAS	3.589,1	4.225,8	25,9	79,6	7.920,4
CARBÓN	1.205,6	837,7	0,0	0,0	2.043,3
GAS NATURAL	2.111,7	2.539,3	0,0	68,1	4.719,0
PETRÓLEO (7)	271,8	657,9	25,9	11,5	967,1
BIOMASA (8)	0,0	190,9	0,0	0,0	190,9
EÓLICAS	0,0	18,1	2,0	0,0	20,1
TOTAL	3.601,9	9.118,2	33,5	79,6	12.847,5

Tabla 1: Capacidad instalada de generación eléctrica según tipo de central y sistema energético.

(Fuente: Anuario 2007 CDEC-SIC, CNE.)

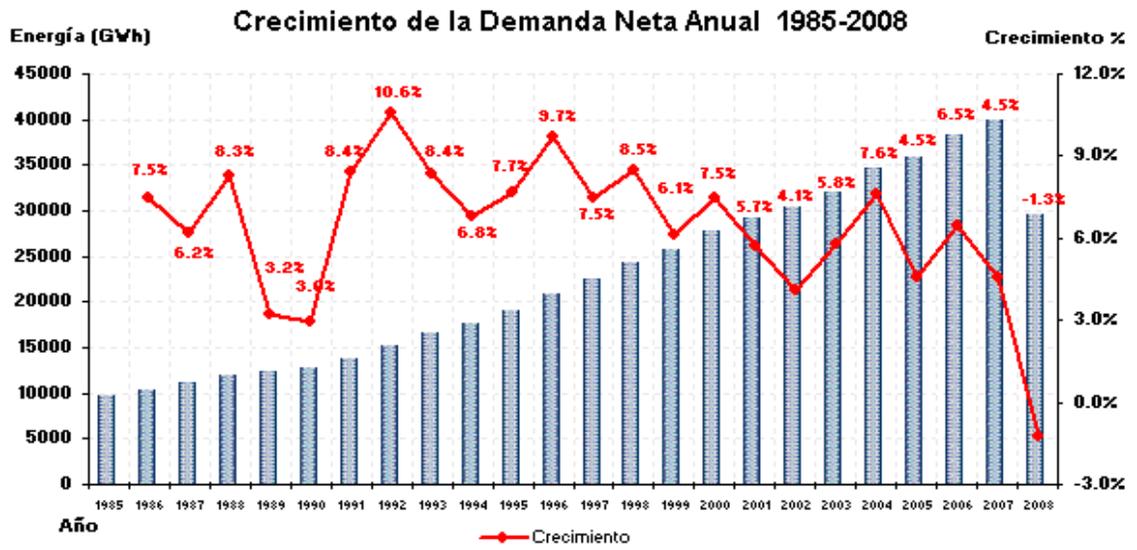


Figura 17: Evolución de la demanda neta anual del SIC.
(Fuente: Centro Económico de Carga, www.cdec-sic.cl)

5.7.3 El mercado eléctrico según la normativa chilena.

Según la normativa chilena, el mercado eléctrico se divide en tres grandes áreas:

5.7.3.1 Generación:

Este mercado es de carácter abierto, desintegrado de las demás actividades. Por lo tanto, opera de forma libre y competitiva. Consiste en el conjunto de empresas eléctricas propietarias de centrales generadoras de electricidad. Las empresas generadoras tienen claras diseconomías de escala en los costos variables de operación, en el cual tiende a reflejar el costo marginal de producción.

Las empresas generadoras pueden comercializar su energía y potencia en los siguientes mercados:

- Mercado de grandes consumidores, a precio libremente acordado.
- El Centro de Despacho Económico de Carga -CDEC- a Costo Marginal horario.
- Mercado regulado, venta a empresa distribuidoras a precio fijado Precio Nudo por CNE, tratándose de electricidad destinada a clientes de precio regulado.

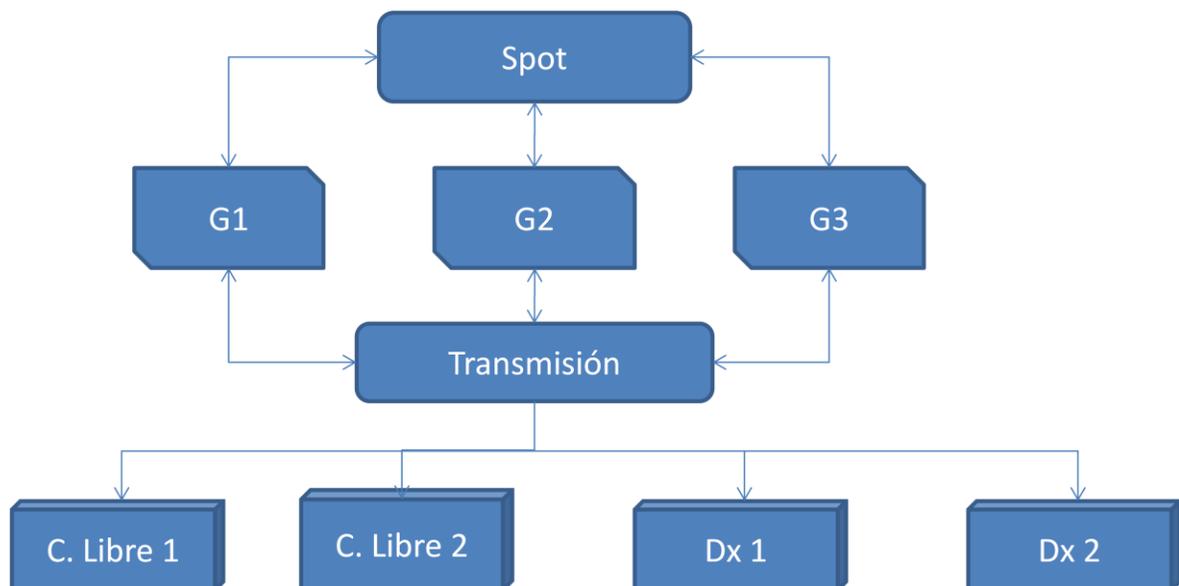


Figura 18: Esquema de comercialización de energía.
(Fuente: www.cne.cl)

5.7.3.2 Transmisión:

El sistema nacional de transmisión está formado por el conjunto de Líneas, Subestaciones y Equipos destinados al transporte de electricidad desde los puntos de generación hasta los puntos de distribución o consumo.

Según la Ley todas las instalaciones de transmisión deben operar sobre los 23 KV, de ser menores serán consideradas como distribución.

Los generadores tienen libre acceso sobre las líneas, es decir, pueden imponer servidumbre de paso sobre la capacidad instalada disponible, mediante el pago de peajes.

Según la Ley N° 19.940, la Transmisión es un servicio público, por lo tanto, el transmisor tiene la obligación de ofrecer este servicio, siendo responsabilidad de él invertir en nuevas líneas o ampliación de éstas.

El sistema de transmisión está formado por dos subsistemas, el primero de ellos es la red troncal, la cual está formada por el conjunto de Líneas y Subestaciones que configuran el mercado común y la Red de Subtransmisión, la cual permite retirar la energía del sistema troncal hacia los distintos puntos de consumo local.

El Centro de Despacho Económico de Carga CDEC, efectúa la coordinación de la operación de las centrales generadoras y las líneas de transmisión. Este organismo está compuesto por las principales empresas generadoras y transmisoras de cada sistema eléctrico.

5.7.3.3 Distribución:

Los sistemas de distribución se conforman por el conjunto de equipos bajo 23 KV, los cuales permiten distribuir la electricidad hasta los

consumidores finales, estos sistemas son delimitados a una zona geográfica. Las zonas en las que operan las empresas distribuidoras se otorgan por medio de concesiones de servicio público, con obligaciones de servicio y tarifas reguladas para el suministro a clientes regulados.

5.7.4 Centro de Despacho Económico de Carga:

Cada CDEC se rigen por el Decreto Supremo N°327 de 1998, modificado por el Decreto Supremo N°181 de 2004, del Ministerio de Minería, los cuales se encargan de regular el funcionamiento coordinado de las centrales Generadoras y Líneas de Transmisión interconectadas al correspondiente sistema eléctrico.

En el caso del CDEC-SIC, éste se crea en Mayo de 1999, a causa de los decretos anteriormente mencionados.

Entre sus funciones más importantes:

- Operación al mínimo costo del sistema, considerando una operación segura.
- Valorización de la energía y potencia para las transferencias que se realizan entre generadores con base a los costos marginales de energía y potencia. Los cuales son variables en el tiempo y localización del sistema eléctrico.
- Realizar un balance de inyecciones y retiros de energía y potencia que realizan los generadores en un período de tiempo.

- Elaborar informes de referencia sobre peajes básicos y adicionales que debe pagar cada central por cada uno de los diferentes tramos del sistema.

5.7.5 Sistema Tarifario

El sistema de tarifas vigente en la actualidad, tiene como finalidad comunicar objetivamente la situación actual de los costos a los usuarios finales. Para conseguir este objetivo, las tarifas deben representar los costos reales de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, de esta manera se busca obtener un óptimo desarrollo y operación eficiente de los sistemas eléctricos.

(Fuente: <http://www.cne.cl>)

Es posible distinguir dos grandes grupos de consumidores finales:

- **Consumidores finales cuya potencia conectada sea inferior a 2MW:**
Estos clientes están bajo un monopolio natural y por lo tanto, el Estado con fin de protegerlos establece en la Ley la regulación de precios, es por ello que se les denomina, clientes regulados.
- **Consumidores finales cuya potencia conectada sea superior a 2MW:**
Para ellos no existe regulación de precios ya que se considera que poseen capacidad negociadora debido a sus altos consumos, por otro lado, tienen la posibilidad de abastecerse de energía por otros medios, como la autogeneración o suministro directo desde empresas generadoras.

Nota: Los consumidores que estén entre los 0,5 MW y 2MW tendrán la opción de escoger grupo tarifario.

En cuanto a la generación de energía en sistemas de más de 1.5 MW de capacidad instalada, la Ley distingue dos segmentos de precios sujetos a fijación:

- **Precio Generación Transporte:** Es el denominado Precio Nudo, está definido para cada subestación de generación-transporte desde las cuales se efectuó el suministro.
- **Precio Nudo:** Precio de la energía y precio de la potencia punta.
- **Precio Distribución:** Se diferencia del anterior segmento por integrar un valor por concepto de costos de distribución

Por lo tanto el precio que las empresas distribuidoras pueden cobrar a los usuarios finales está dado por la suma del precio nudo más un valor agregado por distribución VAD.

5.7.5.1 El precio Nudo

El Precio Nudo es actualizado semestralmente en los meses de Abril y Octubre de cada año por la Comisión de Nacional de Energía CNE, quien lo comunica mediante un informe técnico al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el cual mediante un decreto publicado en el Diario Oficial comunica el precio fijado.

El precio nudo está constituido por dos componentes:

- **Precio Básico de la Energía:** Es el promedio en el tiempo de los costos marginales de energía del sistema eléctrico, operando a mínimo costo de operación y de racionamiento durante el período de estudio.

- **Precio Básico de la Potencia de punta:** Costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada del sistema eléctrico considerando la unidad generadora más económica, determinada para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico, incrementado en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico del sistema eléctrico.

Para cada una de las subestaciones del sistema eléctrico se calcula un factor de penalización de energía y otro de potencia que multiplicado por el respectivo precio básico de la energía y potencia de punta, determina el precio de la energía y potencia en la subestación respectiva.

5.7.5.2 Valor Agregado de Distribución

El Valor Agregado de Distribución VAD, al igual que el Precio Nudo es fijado por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, previo informe de la CNE, se diferencia del anterior debido a que este es fijado cada 4 años y corresponde al costo medio de inversión y funcionamiento de una empresa teórica operando en el país, por lo tanto el VAD no reconoce necesariamente los costos efectivamente incurrido por las empresas distribuidoras.

Valor usuario Final = Precio nudo + VAD

(Fuente: <http://www.cne.cl>)

5.7.5.3 Opciones tarifarias a usuarios finales regulados

Existen diversos tipos de tarifas dependiendo del tipo de consumo del usuario final. Estas son libremente elegidas por los clientes dependiendo de la conveniencia de una u otra.

Para lo anterior en primer lugar es importante definir las tensiones a las cuales los clientes finales pueden conectarse.

- **Cientes en alta tensión (AT):** Aquellos que están conectados con su empalme a líneas de voltaje superior a 400 V.
- **Cientes en baja tensión (BT):** Aquellos que están conectados con su empalme a líneas de voltaje igual o inferior a 400 V.

Las tarifas se han estructurado mediante diferentes alternativas en cuanto a la modalidad de registro del consumo: solo energía, potencia máxima leída o contratada, potencia leída o contratada horariamente:

- **BT1:** Medición de energía cuya potencia conectada sea inferior a 10KW o la demanda sea limitada a 10 KW (residencial).
- **BT2:** Medición de energía y contratación de potencia (comercial y alumbrado público).
- **BT3:** Medición de energía y medición de demanda máxima.

- **BT4:** Medición de energía y alguna se las siguientes modalidades.
 - **BT4.1:** Contratación de demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia.
 - **BT4.2:** Medición de demanda máxima de potencia en horas de punta y contratación de la demanda máxima de potencia.
 - **BT4.3:** Medición de la demanda máxima de potencia en horas punta y de la demanda máxima de potencia suministrada.

Existen las opciones AT2, AT3, AT4.1, AT4.2, AT4.3, las cuales son idénticas a las mostradas para clientes BT, pero definidas en Alta Tensión.

(Fuente: Seminario CIDES Corpotraining, “Cálculo y Selección de Tarifas Eléctricas”)

5.8 Las Energías renovables no convencionales

5.8.1 Situación antes de modificaciones

Antes que se promulgara la Ley N° 19.940, las energías eran tratadas por igual, es decir, las ERNC y las Energías Tradicionales eran regidas por el mismo marco legal. Por lo tanto, las ERNC no tenían limitaciones en cuanto a su incorporación y su utilización estaba directamente ligada a su competitividad, en términos de precio y calidad.

Este marco legal permitió la masificación de las centrales hidráulicas en gran escala y una pequeña participación de la biomasa en su forma tradicional.

Las limitaciones en cuanto a las ERNC estaba en proyectos de pequeña escala, pues la regulación vigente antes de la promulgación de la Ley N° 19.940 no les aseguraba el derecho a venta de energía y potencia al mercado mayorista.

Según La Comisión Nacional de Electricidad, sólo el 1% de la capacidad instalada, al año 2005 en el Sistema Interconectado Central era de energías renovables no convencionales, si vemos el Sistema Interconectado del Norte Grande, la situación es aún peor, solo un 0,4% de la capacidad instalada proviene de estas fuentes.

La integración de este tipo de energías a la Normativa nacional se basa en dos motivos principales:

- Este tipo de tecnología permiten la utilización de un recurso energético adicional, lo cual contribuye a diversificar la matriz energética Nacional.
- Reducen el impacto ambiental en comparación a las tecnologías convencionales.

5.8.2 Situación Actual

La Ley N°19.940 “Ley Corta I”, marca un antes y un después en cuanto a la regulación de las ERNC en Chile, pues es la primera que hace una diferenciación en cuanto a las fuentes de generación. Esta Ley, en dos de sus Artículos hace directa alusión a las ERNC, los cuales son; Artículo 71-1 y 91.

Articulo 71-7: Establece exención de pago de peaje troncal, total o parcial, para proyectos con energías renovables no convencionales, y cogeneración.

Este artículo especifica el pago de peajes por el uso del sistema troncal de transmisión, en el se excluyen del 100% de este peaje a las ERNC tales como geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas y otras similares cuyo excedente de potencia al sistema sea menor a 9MW, en el caso de superar estos 9MW y ser inferiores a 20MW éstas deberán pagar peaje entre un 0% y 100% en forma proporcional a sus excedentes, para quienes superen los 20MW no hay excepción alguna de pago de peajes.

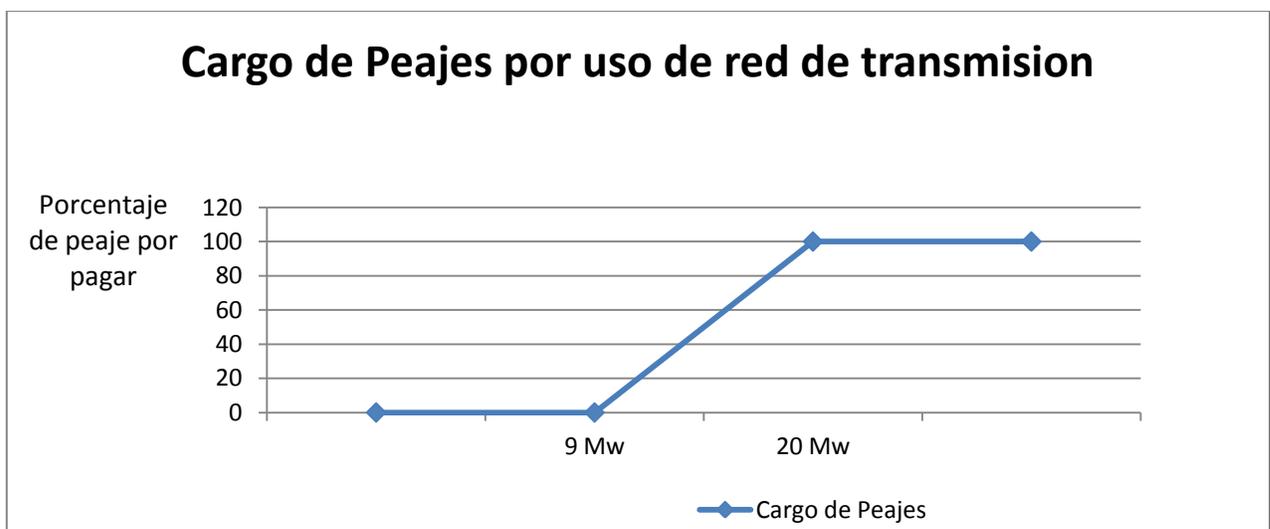


Figura 19: Cargo de peajes para energías renovables.

El Artículo 91 Establece el derecho de vender energía al sistema al costo marginal instantáneo y los excedentes de potencia al precio nudo de la potencia, además del reconocimiento de precios en los puntos de inyección (truncal, subtransmisión y distribución).

La Ley N° 19.940 otorgó el derecho a todos los medios de generación independiente de su propiedad, tamaño y punto de conexión a la red (truncal, subtransmisión y distribución), a participar de las transacciones controladas por los CDEC. Gracias a esto, los Generadores independiente de su tamaño tienen asegurado su acceso al Mercado Eléctrico: SPOT, clientes libres o venta a Empresas Distribuidoras.

Dentro de las normas establecidas para generadores de energía menores a 9MW, es posible establecer que su venta estará sujeta a costo marginal estabilizado, esta transacción estará regida por un procedimiento especial de despacho en coordinación con el CDEC respectivo. Por otro lado, se obligo a las Distribuidoras a conectar las centrales de hasta 9 MW a sus redes.

La Ley N° 20.018 “Ley corta II”, publicada el 19 de mayo de 2005, contiene el Marco legal para las licitaciones que debe realizar las empresas concesionarias del sistema de distribución, para abastecer los consumos de los clientes sometidos a regulación de precios en dichas zonas.

También en ella existen elementos que afectan a las ERNC, debido a que al modificar el modelo tarifario para consumidores regulados, permite contratos de suministro de largo plazo entre generadores y distribuidores. Se crea un mercado

exclusivo para ERNC, en condiciones de precio similares a las empresas generadoras que logren contratos con distribuidoras. Permitiendo el derecho a suministrar a los concesionarios de distribución hasta el 5% del total de demanda destinada a clientes regulados.

5.8.2.1 Puntos importantes de la “Ley corta II”:

- Las Distribuidoras deben disponer de contratos de suministros para sus clientes regulados por lo menos para los siguientes 3 años.
- Debe licitar los suministros, por medio de licitaciones públicas, abiertas, no discriminatorias y transparentes.
- Las Distribuidoras podrán coordinar para efectuar una licitación conjunta.
- El Precio de la Potencia está definido al Precio de Nudo vigente al momento de la licitación.
- El precio de la energía será el menor precio que resulte de las ofertas.
- El precio máximo de las licitaciones será igual al límite superior de de la banda de precios libres incrementado en un 20%.
- En caso de no existir ofertas, el consejo Directo de CNE podrá aumentar en un 15% el límite superior de la banda.

- La licitación tiene un formato de sobre cerrado.
- Cada Distribuidora licita sus propios productos de manera separada del resto, pero en un acto simultáneo y coordinado (un solo proceso de licitación-casación).
- Cada Distribuidora licita dos tipos de producto: para suministro de base y variable.
- Cada oferta debe contener: una oferta administrativa y una oferta económica.
- Las Distribuidoras pueden dividir su bloque de demanda en sub-bloques de igual magnitud con el fin de aceptar ofertas parciales de suministro.
- La indexación de precios de energía es propuesta por el generador en su oferta.
- El Generador puede ofertar por más que su capacidad firme (la cual debe justificar), pero sólo quedará comprometido por un monto igual o menor a dicha capacidad.

Esta Ley reserva un 5% de los bloques de licitación a las ERNC, en condiciones similares de precios a las empresas generadoras que logren contratos

con las distribuidoras. Un extracto del Artículo 96 de esta ley es presentado a continuación por su alta trascendencia en este proyecto.

Los concesionarios de servicio público de distribución deberán traspasar a sus clientes finales sometidos a regulación de precios los precios a nivel de generación-transporte que resulten de promediar los precios vigentes para dichos suministros conforme a sus respectivos contratos. El promedio se Obtendrá ponderando los precios por el volumen de suministro correspondiente.

En caso de que el precio promedio de energía de una concesionaria, determinado para la totalidad de su zona de concesión, sobrepase en más del 5% el promedio ponderado del precio de energía calculado para todas las concesionarias del sistema eléctrico, el precio promedio de tal concesionaria deberá ajustarse de modo de suprimir dicho exceso, el que será absorbido en los precios promedio de los concesionarios del sistema, a prorrata de las respectivas energías suministradas para clientes regulados. Para efectos de la comparación señalada, los precios promedio deberán referirse a una misma subestación del sistema eléctrico.

Las reliquidaciones entre empresas concesionarias a que dé origen el mecanismo señalado en el inciso anterior serán calculadas por la Dirección de Peajes del CDEC respectivo.

La reliquidación que pueda efectuarse entre concesionarios de servicio público de distribución no afectará la obligación del

concesionario respectivo de pagar a su suministrador el precio íntegro de la energía y potencia recibida. Sin perjuicio del derecho a ofertar en las licitaciones reguladas en los artículos 79°-1 y siguientes, en las condiciones que establezcan las respectivas bases, los propietarios de medios de generación a que se refiere el artículo 71°-7 tendrán derecho a suministrar a los concesionarios de distribución, al precio promedio señalado en el inciso primero de este artículo, hasta el 5 % del total de demanda destinada a clientes regulados.

La Ley N°20.257, establece que las empresas que efectúen retiros de energía de un sistema eléctrico (generadores), deben inyectar un porcentaje de estas energías con fuentes Renovables no convencionales.

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

En esta ley también se establecen multas por 0,4 UTM por cada MW /hora de déficit respecto a su obligación, si ocurre en una segunda ocasión dentro de los 3

primeros años posteriores a la primera falta, la multa ascenderá a 0,6 UTM por cada MW/hora no ERNC.

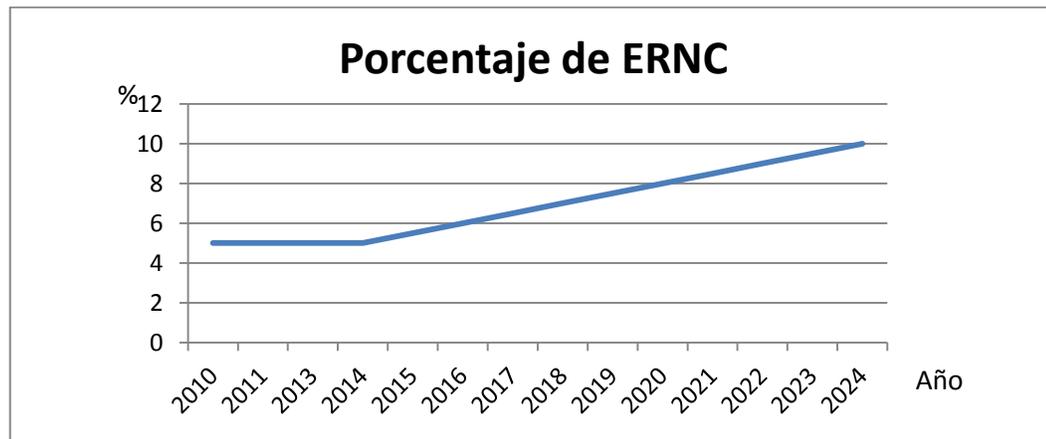


Figura 20: Porcentaje de ERNC establecidos en la regulación Chilena.

5.8.3 Diferencia en esquema de mercado

Las Opciones de comercialización previas a Ley N°19.940 para generadoras menores a 9MW eran:

- **Venta a empresa Distribuidora:** Si no era posible conectar directamente a la red de transmisión la única opción era la venta a una distribuidora por un porcentaje del precio nudo, sin reconocimiento de potencia.
- **Representación de una empresa constituida en el CDEC,** mayor a 9MW, con comisión por intermediación a generadoras. Esta opción era condicionada a viabilidad de conectarse en transmisión.

Opciones de venta posteriores a promulgación de Ley N° 19.940 y N° 20.018:

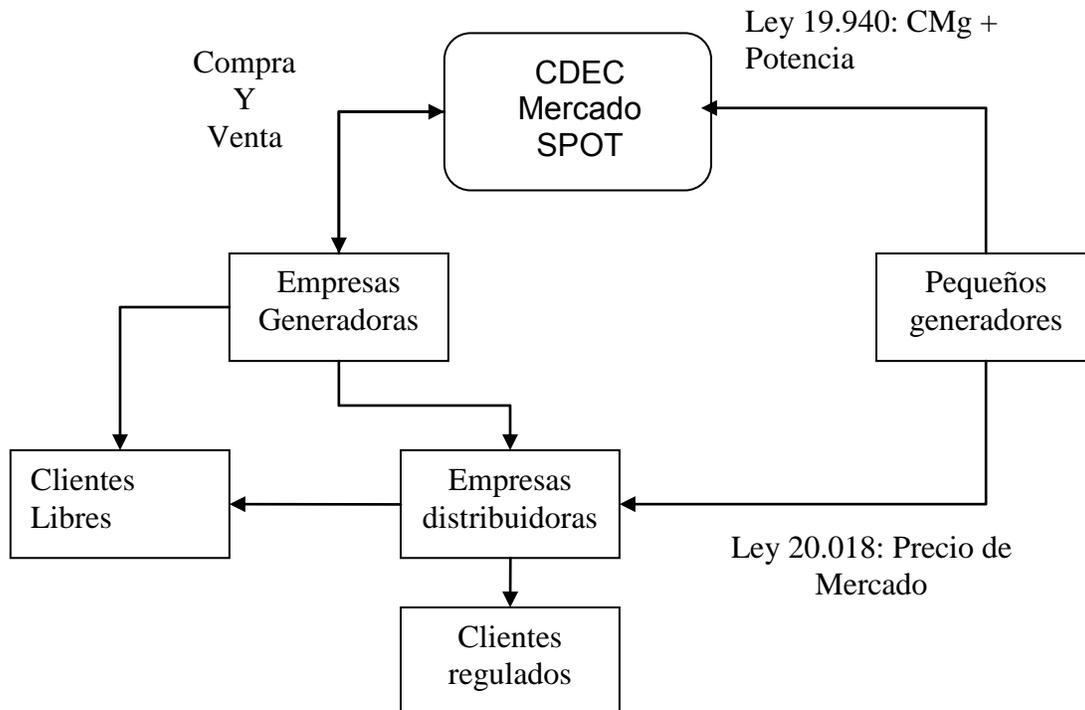


Figura 21: Opciones de venta ERNC.

CAPITULO VI

6 LEGISLACION ESPAÑOLA

6.1 LEY N° 54- 1997, DE 27 DE NOVIEMBRE, DEL SECTOR ELECTRICO

6.1.1 Antecedentes Generales Régimen Ordinario

La construcción, explotación, modificación sustancial de cada instalación, requiere de una autorización administrativa previa, la cual tendrá carácter reglado. Dichas instalaciones deben dar fe de la seguridad, cumplimiento de las condiciones que continúen con su capacidad legal, técnica y estado financiero.

El Ministerio de Industria y Energía debe llevar un registro de todas las instalaciones de producción de energía eléctrica, esta inscripción es necesaria para poder realizar ofertas económicas al operador del mercado, también los productores están obligados a mantener la capacidad de producción, en caso de incumplimiento se revocará dicha inscripción.

La explotación hidroeléctrica se someterá al régimen ordinario, los productores de energía eléctrica en este régimen ordinario están obligados a efectuar sus ofertas a través del operador del mercado, lo mismo que los distribuidores.

Constituye una excepción al sistema de ofertas, los productores de energía eléctrica en régimen especial y podrán percibir una retribución por venta de energía.

Comentario

La legislación española es clara en incentivar el desarrollo de las fuentes de energías renovables, lo que se manifiesta otorgándoles un trato diferenciado y beneficioso para los inversionistas que producen energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales ya que tienen la seguridad de que percibirán una retribución por venta de energía.

6.2 REAL DECRETO 436/2004, DE 12 DE MARZO, POR EL QUE SE ESTABLECE LA METODOLOGIA PARA LA ACTUALIZACION Y SISTEMATIZACION DEL REGIMEN JURIDICO Y ECONOMICO DE LA ACTIVIDAD DE PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA EN REGIMEN ESPECIAL

6.2.1 Antecedentes Generales

El Real decreto tiene por objeto principal el establecimiento de un régimen económico duradero para las instalaciones acogidas al régimen especial, dentro de las cuales se encuentran las energías renovables, clasificándose en categorías, grupos y subgrupos, en función de las energías primarias utilizadas, de las tecnologías de producción empleadas y de los rendimientos energéticos obtenidos.

El titular de la instalación de producción acogida al régimen especial y la empresa distribuidora suscribirán un contrato tipo, según modelo establecido por la Dirección General de Política Energética y Minas, con una duración mínima de 5 años, por la que se regirán las relaciones técnicas y económicas entre ambos. Destacando como una de las condiciones del contrato el cobro de la tarifa regulada, en su caso, el incentivo y la prima, así como el complemento por energía reactiva

por la energía entregada por el titular a la distribuidora, que deberá producirse dentro del periodo de 30 días posteriores de la recepción de la correspondiente factura.

Asimismo los productores en régimen especial son titulares de derechos, a saber, conectar en paralelo su grupo o grupos generadores a la red de la compañía eléctrica distribuidora o de transporte, percibir por su producción o excedentes de energía eléctrica la retribución prevista en el régimen económico de este real Decreto. Pero también tienen obligaciones destacando el satisfacer los peajes y tarifas de acceso por la utilización de las redes de transporte o distribución cuando actúen como consumidores cualificados y celebren contratos de suministro de energía eléctrica.

En cuanto a la cesión de la energía eléctrica generada en régimen especial, las instalaciones incluidas en el régimen especial incorporarán al sistema su energía eléctrica excedentaria, salvo las incluidas en la categoría b del artículo 2.1, que podrán incorporar a la red la totalidad de la energía eléctrica producida (instalaciones que utilicen como energía primaria la energía solar).

6.2.2 Régimen Económico

Mecanismos de retribución de energía eléctrica producida en régimen especial.

1.- Para vender su producción o excedentes de energía eléctrica, los titulares de instalaciones a los que resulte de aplicación este Real decreto deberán elegir entre una de las dos opciones siguientes:

a) Ceder la electricidad a la empresa distribuidora de energía eléctrica, con precio de venta expresado en forma de tarifa regulada.

b) Vender la electricidad libremente en el mercado, a través del sistema de ofertas gestionado por el operador del mercado, siendo en este caso, el precio de venta de la electricidad el precio que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o el representante de la instalación, complementado por un incentivo y, en su caso, por una prima, ambos expresados en céntimos de euro por kilowatio-hora.

En caso de que un titular elija la opción del apartado 1 b de vender, la energía libremente en el mercado deberá observar las normas contenidas en la sección de este capítulo y además de aplicar la legislación normativa y reglamentaria específica del mercado eléctrico, en las mismas condiciones que a los productores de energía eléctrica en régimen ordinario.

2.- Los titulares de instalaciones a los que resulte de aplicación este Real decreto podrán elegir, por períodos no inferiores a un año, la opción de venta de su energía que más les convenga, lo que comunicarán a la empresa distribuidora y a la Dirección general de Política Energética y Minas, con una antelación mínima de un mes, referido a la fecha que cambio de opción

vaya a ser efectivo y deberá quedar referida explícitamente en la comunicación.

La tarifa regulada consiste en un porcentaje de la tarifa eléctrica media o de referencia de cada año definida en el artículo 2 del Real Decreto nº 1432/2002, de 27 de diciembre, y publicada en el real decreto por el que se establece la tarifa eléctrica.

Para las instalaciones de la categoría b del artículo 2.1 el porcentaje a que se refiere el apartado anterior estará comprendido dentro de una banda entre el 80% y el 90% ambos incluidos.

La prima consiste en un porcentaje de la tarifa eléctrica media o de referencia de cada año definida en el artículo 2 del real Decreto 1432/2002 de 27 de diciembre, y publicada en el Real Decreto por el que se establece la tarifa eléctrica.

Esta prima se fijará en función del grupo y subgrupo al que pertenezca la instalación, así como de su potencia instalada.

El incentivo por participar en el mercado a que se refiere el artículo 22.1 b, consistirá en un porcentaje de la tarifa eléctrica media o de referencia de cada año definida en el artículo 2 del real Decreto 1432/2002, por el que se establece la tarifa eléctrica.

Este incentivo se fijará en función del grupo y subgrupo al que pertenezca la instalación, así como de su potencia instalada.

Toda instalación acogida al régimen especial, en virtud de la aplicación de este Real Decreto, independiente de la opción de venta elegida en el artículo 22, recibirá un complemento por energía reactiva. Este complemento se fija como un porcentaje de la tarifa eléctrica media o de referencia de cada año definida en el artículo 2 del Real decreto 1432/2002 de 27 de diciembre, en función de la categoría, grupo y subgrupo al que pertenezca la instalación y del periodo horario en el que se entregue la energía.

Durante el año 2006, a la vista del resultado de los informes de seguimiento sobre grado de cumplimiento del Plan de Fomento de Energía Renovables, se procederá a la revisión de las tarifas, primas, incentivos y complementos definidos, atendiendo los costes asociados a la cadena de estas tecnologías, al grado de participación del régimen especial en la cobertura de la demanda y a su incidencia en la gestión técnica y económica del sistema. Cada 4 años, contar desde el 2006, se efectuará una nueva revisión.

Instalaciones que sólo pueden optar por vender su energía eléctrica en el mercado, descritas en el artículo 30.5 de la Ley nº 54/1997, que debido a lo elevado de su potencia instalada no puedan incluirse en los grupos b o c, están obligadas a negociar libremente en el mercado su producción o excedentes.

El gobierno, previa consulta con las comunidades autónomas, para aquellas de estas instalaciones que utilicen únicamente como energía primaria una energía renovable no consumible y no hidráulica, incluidas las instalaciones eólicas ubicadas en el mar, podrán determinar el derecho a la percepción una prima complementaria equivalente al 30% de la tarifa eléctrica media o de referencia de cada año, durante los primeros 15 años desde su puesta en marcha.

Para aquellas de estas cogeneraciones que utilicen como combustible el gas natural, siempre que éste suponga al menos el 95% de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico, siempre que cumplan los requisitos que se determinan en el anexo I, el Gobierno previa consulta con las comunidades autónomas, podrá determinar el derecho a la percepción una prima complementaria

referida a un porcentaje de la tarifa eléctrica media o de referencia de cada año definida en artículo 2 del Real Decreto 1432/2002.

El Régimen económico de estas instalaciones tendrá en cuenta especialmente su contribución efectiva a la mejora del medio ambiente, al ahorro de energía primaria y a la eficiencia energética, y tendrá en cuenta los costes de inversión en que hayan incurrido, al efecto de conseguir una tasa de rentabilidad razonable con referencia al coste del dinero en los mercados de capitales

Comentario

La Legislación Española entrega a los productores de energía, que utilizan fuentes renovables no convencionales, un alto grado de seguridad en la inversión al introducir normas claras en las relaciones contractuales con las empresas distribuidoras y otorgándoles importantes instrumentos económicos destinados a fomentar el desarrollo de las energías renovables, como es el establecimiento de una tarifa regulada, una prima y un incentivo.

6.3 LEY 16/2002, DE 1º DE JULIO, DE PREVENCIÓN Y CONTROL INTEGRADOS DE LA CONTAMINACIÓN

6.3.1 Antecedentes

Artículo 1: Esta ley tiene por objeto evitar o cuando ello no es posible, reducir y controlar la contaminación de la atmósfera, del agua y del suelo, mediante el establecimiento de un sistema de prevención y control integrados

de la contaminación, con el fin de alcanzar una elevada protección del medio ambiente en su conjunto.

Artículo 2: Ámbito de Aplicación

Sin perjuicio de lo establecido en la disposición final quinta, esta ley será aplicable a las instalaciones de titularidad pública o privada en las que se desarrolle algunas de las actividades industriales incluidas en las categorías enumeradas en el artículo 1, con excepción de las instalaciones o partes de las mismas utilizadas para la investigación, desarrollo y experimentación de nuevos productos y procesos.

Artículo 3: Definiciones

Autorización ambiental Integrada: Es la resolución del órgano competente de la Comunidad Autónoma en la que se ubique la instalación, por la que se permite, a solo efectos de la protección del medio ambiente y de la salud de la personas, explotar la totalidad o parte de una instalación, bajo determinadas condiciones destinadas a garantizar que la misma cumple el objeto y las disposiciones de esta ley. Tal autorización podrá ser válida para una o más instalaciones o partes de instalaciones que tengan la misma ubicación y sean explotadas por el mismo titular.

Autorización sustantiva: Las autorizaciones de industrias o instalaciones industriales que estén legal o reglamentariamente sometidas a la autorización administrativa previa, de conformidad con el artículo 4 de la ley 21/ 1992, de 16 de julio, de industria. En particular, tendrán ésta consideración las

autorizaciones establecidas en la Ley n° 54/1997, de 27 de noviembre, del sector Eléctrico; en la ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos y en el capítulo II DE LA LEY Orgánica 1/1992, de 21 de febrero, sobre protección de la seguridad ciudadana, en lo referente a las instalaciones químicas para la fabricación de explosivos.

Letra i capítulo Artículo 3º: **Que se entiende por contaminación:**

La introducción directa o indirecta, mediante la actividad humana, de sustancias, vibraciones, calor ruido en la atmósfera, el agua o el suelo, que puedan tener efectos perjudiciales para la salud humana o la calidad del medio ambiente o que puedan causar daños a los bienes materiales o deteriorar o perjudicar el disfrute u otra utilizations legítimas del medio ambiente.

Letras K. **Emisión:** la expulsión a la atmósfera, al agua o al suelo de sustancias, vibraciones, calor o ruido procedentes de forma directa o indirecta de fuentes puntuales o difusas de la instalación.

Artículo 4: Principios Informadores de la Autorización Ambiental Integrada.

Al otorgar la autorización ambiental integrada, el órgano competente deberá tener en cuenta que en funcionamiento de las instalaciones:

- a) Se adopten las medidas adecuadas para prevenir la contaminación, particularmente mediante la aplicación de las mejores técnicas disponible.
- b) Se evite la producción de residuos o, si esto no fuera posible, se gestionen mediante procedimientos de valorización, preferentemente mediante reciclado o reutilizaciones en el supuesto de que tampoco fuera factible la aplicación de dichos procedimientos, por razones técnicas o económicas, los residuos se eliminarán de forma que se evite o reduzca al máximo su repercusión en el medio ambiente, de acuerdo con la normativa aplicable en la materia.
- c) Se utilice la energía, el agua, las materias primas y otros recursos de manera eficiente.
- d) Se adopten las medidas necesarias para prevenir los accidentes graves y limitar sus consecuencias sobre la salud de las personas y el medio ambiente, de acuerdo con la normativa aplicable.
- e) Se establezcan las medidas necesarias para evitar cualquier riesgo de contaminación cuando cese la explotación de la instalación y para que el lugar donde se ubique quede en un estado satisfactorio de acuerdo con la normativa aplicable.

Ver Anexo 1

6.4 REAL DECRETO 1315/2005 DE 4 DE NOVIEMBRE, POR EL QUE SE ESTABLECEN LAS BASES DE LOS SISTEMAS DE SEGUIMIENTO Y VERIFICACIÓN DE EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO EN LAS INSTALACIONES INCLUIDAS EN EL ÁMBITO DE APLICACIÓN DE LA LEY 1/2005, DE 9 DE MARZO, POR LA QUE SE REGULA EL RÉGIMEN DE COMERCIO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE GASES DE EFECTO INVERNADERO.

6.4.1 Antecedentes

La Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de octubre de 2003, posteriormente modificada por la Directiva 2004/101/CE establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad, para fomentar la reducción eficaz y eficiente de las emisiones de estos gases y así ayudar a cumplir con los compromisos del Protocolo de Kioto.

Por otro lado, atendiendo al contenido y finalidad ambiental del sistema de verificación y acreditación de emisiones de gases de efecto invernadero, este Real decreto se dicta el amparo del artículo 149.1.23 de la Constitución Española en materia de legislación básica sobre protección del medio ambiente, sin perjuicio de las facultades de las comunidades autónomas de establecer normas adicionales de protección.

Artículo 1 Objeto: Este Real Decreto tiene por objeto establecer las normas básicas que han de regir los sistemas de seguimiento y verificación de las emisiones de gases de efecto invernadero de las instalaciones autorizadas de conformidad con

la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

Este real Decreto se dicta al amparo de lo dispuesto en el artículo 149.1.23 de la Constitución Española.

Comentario

La directiva española, es un instrumento eficaz para regular el comercio de los derechos de emisión, también para fomentar el uso de las energías renovables, resultando un buen referente para la legislación chilena.

6.5 LEY 1/2005, DE 9 DE MARZO, POR LA QUE SE REGULA EL REGIMEN DE COMERCIO DE DERECHOS DE EMISION DE GASES DE FECTO INVERNADERO.

6.5.1 Antecedentes

La directiva 2003/87/Ce del parlamento Europeo y el Consejo, de 13 de octubre de 2003, por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad y por la que se modifica la Directiva 96/61/ce, constituye dentro del Programa Europeo de Cambio Climático, la iniciativa más relevante de la Unión Europea para lograr que la Comunidad y sus Estados Miembros puedan cumplir el compromiso de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, que asumieron al ratificar el Protocolo

de Kioto en la Convención de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, el 30 de mayo de 2002.

El régimen que implanta la Directiva, se inspira en uno de los instrumentos de mercado previstos en el Protocolo de Kioto, el comercio de emisiones, que junto a los basados en proyectos de inversión en tecnología limpia en países terceros (desarrollo limpio y aplicación conjunta), constituyen los llamados mecanismos de flexibilidad del Protocolo de Kioto.

La Directiva 2003/87/CE señala entre sus principales objetivos los de:

- A) Ayudar A cumplir con las obligaciones derivadas de la Convención y el Protocolo de Kioto.
- B) Ser un mecanismo complementario des esfuerzo de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero que debe realizarse mediante medidas y políticas internas.
- C) Disminuir los costos de reducción de las emisiones, pues el comercio permitirá que en la UE, las emisiones se reduzcan allí donde menor coste económico conlleve dicha reducción.
- D) Garantizar el buen funcionamiento del mercado interno para evitar las distorsiones de la competencia que podría generar el establecimiento de regímenes nacionales distintos.

- E) Adquirir experiencia en el funcionamiento del comercio de emisiones antes del año 2008 en que empezara a funcionar el comercio de emisiones internacional previsto en el artículo 17 del Protocolo de Kioto.

Esta ley tiene por objeto la transposición de la Directiva 2003/87/CE del Parlamento europeo y del Consejo, de 13 de octubre de 2003, a fin de establecer un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, para fomentar reducciones de las emisiones de estos gases de una forma eficaz y de manera económicamente eficiente.

Esta ley será de aplicación a las emisiones de los gases incluidos en el anexo I generadas por las actividades a las que se refiere dicho anexo.

Artículo 2. Derechos de emisión: el derecho subjetivo a emitir, desde una instalación incluida en el ámbito de aplicación de esta ley, una tonelada de dióxido de carbono, durante un período determinado.

Autorización de emisión de gases de efecto invernadero: la autorización exigida a las instalaciones que desarrollen actividades enumeradas en el anexo 1, que den lugar a las emisiones especificadas en éste.

Proyecto de aplicación conjunta: un proyecto de inversión que cumpla los requisitos establecidos en el artículo 6 del Protocolo de Kioto a la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático.

Proyecto de Desarrollo Limpio: un proyecto de inversión que cumpla los requisitos establecidos en el artículo 6° del Protocolo de Kioto a la Convención Marco de Naciones Unidas sobre cambio Climático.

Artículo 20. Naturaleza Jurídica de los Derechos de Emisión.

- 1.- El derecho de emisión se configura como el derecho subjetivo a emitir una tonelada equivalente de dióxido de carbono desde una instalación incluida en el ámbito de aplicación de esta ley.
- 2.- La titulariza originaria de la totalidad de los derecho de emisor que figuren en cada plan Nacional de asignación y la titularidad de los derechos de emisor que formen parte de la reserva para nuevos entrantes, corresponde a la Administración General de Estado, que los asignará, enajenara o cancelará de conformidad con lo establecido en esta ley.
- 3.- El derecho de emisión será válido únicamente para el período de vigencia de cada Plan Nacional de Asignación.
- 4.- El trecho de emisión tendría carácter transmisible.
- 5.- La expedición, titularidad, transferencia, transmisión, entrega y cancelación de los derechos de emisión deberán ser objeto de inscripción en el Registro nacional de derechos de emisión.

6.6 LEY 1/2007, DE 15-02-2007, DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES E INCENTIVACIÓN DEL AHORRO Y EFICIENCIA ENERGÉTICA EN CASTILLA -LA MANCHA.

Esta ley se dictó en el contexto que las energías renovables constituyen una alternativa a las sobreexplotadas y contaminantes fuentes de energía convencionales, como el petróleo y demás combustibles fósiles, así como una solución para ayudar a paliar la creciente demanda energética, a través de la diversificación en el suministro y así lo ha entendido la legislación básica del sector eléctrico, en la cual se prevé la necesidad de establecer una planificación orientada al fomento de las energía renovables, con el objetivo de conseguir en el año 2010 que las fuentes de energía renovable cubran como mínimo el 12% total de la demanda de energía primaria. En el marco internacional, el Protocolo de Kioto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, al que España se adhirió el año 2002, configura una pluralidad de actuaciones y políticas destinadas a paliar la contaminación ambiental y los efectos que la misma produce en nuestro ecosistema, siendo uno de los objetivos de dicho acuerdo el acceso a nuevos mercados, preferentemente para fuentes energéticas y tecnologías sostenibles y para servicios energéticos.

En este contexto, la presente Ley, inspirada en los objetivos marcados por las Directivas 2001/77/CE, de 27 de septiembre de 2001 y 2002/91/CE, de 16 de diciembre de 2002, relativas a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energías renovables en el mercado interior de la electricidad y a la eficiencia energética de los edificios respectivamente, tiene como misión contribuir a evitar los impactos negativos derivados de un uso indiscriminado y poco racional de la energía, como son la contaminación ambiental, la falta de competitividad

empresarial, la dependencia energética y la pérdida de recursos naturales y todo ello mediante la articulación de un marco de actuación administrativa de fomento del uso racional de las energías renovables y la potenciación e incentivación del uso eficiente de la energía en términos de ahorro.

La presente Ley consta de 5 títulos, con 36 artículos, dos disposiciones adicionales, una disposición transitoria, una disposición derogatoria y dos disposiciones finales.

El Título Preliminar, bajo la rúbrica *Disposiciones Generales*, describe el objeto, finalidad, principios generales y ámbito de la Ley basándose en el artículo 45 de la Constitución, a la vez que incorpora objetivos recogidos en los Planes Nacionales y de la de la Unión Europea y en la propia planificación de Castilla-La Mancha para el fomento de las energías renovables, estableciendo un contenido obligacional dirigido a orientar las pautas de conducta tanto de los ciudadanos como de los poderes públicos, en aras de lograr los objetivos previamente fijados. Asimismo, y a efectos de hacer accesible la terminología de la Ley, se incluye un glosario de términos con sus correspondientes definiciones.

En el Título I, *De la ordenación, impulso y desarrollo de las energías renovables*, establece principios y criterios para el fomento de las energías renovables, instituyendo como objetivo prioritario el desarrollo de las fuentes de energías renovables en aras de la protección medioambiental y el desarrollo sostenible. Entre las novedades destaca la creación de la denominada *Etiqueta Verde* como certificado del origen de la energía, así como la creación del Observatorio Regional para las Energías Renovables.

El Título II, *De la planificación, el ahorro y de la eficiencia energética*, contiene un mandato a todos los poderes públicos implicados para el establecimiento de instrumentos jurídicos necesarios para su impulso. Se hace referencia expresa en el articulado al instrumento técnico de planificación energética de Castilla-La Mancha, el Plan Estratégico para el Desarrollo Energético de Castilla-La Mancha, en cuanto documento marco, de carácter transversal, integrador de las actuaciones a desarrollar en materia de energía. Desde la Consejería competente en materia de energía se procederá a regular y arbitrar los sistemas y medidas de control necesarias, a efectos de acreditación y certificación, para aquellas instalaciones con unos determinados niveles de consumo. Se introducen una serie de medidas para incentivar y promocionar la implantación de medidas de ahorro y eficiencia energética en general, acompañadas de actuaciones de formación e investigación. Asimismo, se incluye también previsión expresa relativa a la adecuación de los edificios públicos existentes de la Junta de Comunidades de Castilla-La Mancha, especialmente de los destinados a dependencias administrativas, a los fines perseguidos por la presente Ley, en el marco de lo dispuesto por la legislación básica en materia de edificación, al objeto de incorporar energías limpias y criterios de ahorro y eficiencia energética en las citadas dependencias, minimizando así efectos nocivos para el medio ambiente, con el consiguiente ahorro a corto plazo en consumos energéticos para la Hacienda regional.

El Título III, *Medidas de incentivación*, contiene medidas orientadas a la concesión de incentivos y estímulos para el desarrollo de las actuaciones incluidas en el ámbito de aplicación de la presente Ley, en el marco de lo dispuesto en la legislación financiera, a la vez que se crea el premio *Cuarta Cultura* en reconocimiento a los sectores que más se hayan distinguido anualmente en Castilla-

La Mancha como gestores de energía renovable y por tanto dentro del modelo de desarrollo sostenible.

El Título IV, *Mecanismos de colaboración interadministrativos y procedimientos*, establece mecanismos interadministrativos inspirados en los principios de cooperación y colaboración que rigen las relaciones entre las administraciones públicas, en aras de implementar criterios de eficiencia y servicio a los ciudadanos en la gestión administrativa ordinaria en las materias objeto de la presente Ley.

El Título V, *Infracciones y Sanciones*, contiene la tipificación y ordenación de la potestad sancionadora de la Comunidad Autónoma de Castilla-La Mancha a efectos de corrección de las conductas infractoras en materia de energía renovables y ahorro y eficiencia energética, dotando así a la regulación del necesario respaldo coactivo.

Comentario

La legislación española es novedosa y clara en incentivar el desarrollo de las fuentes de energías renovables, lo que se manifiesta en establecer obligaciones y sanciones para los ciudadanos como las autoridades administrativas en pro de las energías renovables, un plan técnico de fomento de las energías renovables, mecanismos financieros de fomento, creación de instrumentos de fomento como son la etiqueta verde y el premio a la cuarta cultura.

6.7 LEY 2/2007, DE 27 DE MARZO, DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES Y DEL AHORRO Y EFICIENCIA ENERGÉTICA DE ANDALUCÍA.

Esta ley se dictó en mérito de que la energía, base esencial de la vida, es también clave del desarrollo económico y social de un país. Sin embargo, el acelerado incremento de la demanda de energía ha llevado a una sobreexplotación de las fuentes de energía primaria convencionales, de carácter fósil, y a una relegación de las fuentes de energías renovables, consideradas inicialmente menos potentes y menos accesibles desde el punto de vista técnico y económico.

Las pautas en el consumo de energía han supuesto en algunos lugares una modificación, en ocasiones indeseable, del entorno natural: el cambio climático y otros efectos no deseados sobre el planeta Tierra son consecuencia directa o indirecta del sistema energético vigente aún en la actualidad.

La alternativa para conseguir un desarrollo sostenible integración equilibrada de los desarrollos económico, social y ambiental significa la implantación de un nuevo *paradigma energético*, sobre el que construir sistemas energéticos que fomenten el ahorro y la eficiencia en el uso de la energía, así como la sustitución paulatina de las fuentes de energía convencionales por otras de naturaleza renovable.

A fin de garantizar un nivel de calidad de vida accesible al conjunto de la ciudadanía, el ahorro energético ante el consumo de energía debe ser una prioridad añadida. El uso de fuentes locales de energía, el empleo de tecnologías eficientes y la minimización del consumo energético en el transporte son medidas necesarias.

El ahorro y la mejora de la eficiencia del sistema, una mejor y más solidaria distribución de la energía final y, en cualquier caso, la progresiva sustitución de las fuentes de energía convencionales (agotables y contaminantes), por fuentes de energía renovables (no agotables o con una capacidad de regeneración tal a corto plazo que permite su utilización en el tiempo de manera predecible y mucho menos contaminantes) son componentes ineludibles de este proceso de cambio de sistema energético, sobre todo cuando se manifiesta un impresionante desarrollo tecnológico en la captación de energías renovables, incluyendo en este caso el hidrógeno como sector energético de altas prestaciones energéticas y ambientales.

Andalucía es rica en fuentes de energía renovables. La presente Ley facilita el aprovechamiento de esa riqueza natural de Andalucía, mediante la ordenación del uso más racional y adecuado de la misma, tal como establece el artículo 45 de la Constitución Española y proyectan los planes energéticos europeo, español y andaluz.

La investigación, el desarrollo tecnológico, la innovación, la fabricación y la formación relacionados con nuevos modelos y sistemas energéticos pueden constituir líneas de trabajo que permitan la consolidación de una tecnología propia en Andalucía y su transferencia a otros países, pudiéndose conformar como fuentes permanentes de creación de valor y riqueza.

El Gobierno de nuestra Comunidad Autónoma viene actuando en esa misma dirección, mediante la aprobación de decretos y planes operativos por parte de las diversas Consejerías.

Como principio fundamental para el fomento de las energías renovables se establece en esta Ley el reconocimiento de la primacía de las energías renovables

sobre el resto de fuentes de energía, en cumplimiento de las disposiciones que al respecto establece la Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad.

Esta Ley, también regula el fomento del ahorro y la eficiencia energética, como parte del binomio formado junto con la referida declaración de primacía de las energías renovables. Es necesario impulsar una educación energética como elemento de la educación ambiental, desde las escuelas hasta las campañas de concienciación y estímulo, para que la ciudadanía y los sectores productivos respeten y colaboren con la consecución de los intereses generales perseguidos en la presente Ley.

El Estatuto de Autonomía para Andalucía, aprobado por Ley Orgánica 6/1981, de 30 de diciembre, en su artículo 13.14 otorga a nuestra Comunidad competencias exclusivas sobre las instalaciones de producción, distribución y transporte de energía, cuando éste no salga de Andalucía y su aprovechamiento no afecte a otro territorio.

La Ley, consta de cinco títulos, tres disposiciones adicionales, una disposición transitoria, una disposición derogatoria y dos disposiciones finales.

El Título Preliminar, bajo la rúbrica de Disposiciones y Principios Generales, describe el objeto, finalidad y ámbito de la Ley basándose en el artículo 45 de la Constitución. Incorpora el compromiso con los planes de la Unión Europea y de España para el fomento de las energías renovables y con el Plan Energético de Andalucía (PLEAN), aprobado por Decreto 86/2003, de 1 de abril. Como anticipación de las medidas concretas que la Ley ofrece, ya se destacan en este

título las obligaciones generales para el ahorro de energía. Asimismo, la Ley subraya en este título la disposición de la Comunidad Autónoma para recibir transferencias de competencias del Estado como asignación estratégica del ejercicio autonómico de las mismas, por ser más favorable para los intereses generales. Especial significación tiene la declaración de primacía de las energías renovables, con importantes consecuencias en orden a potestades y deberes. Se suma así la Ley a las variadas iniciativas europeas para hacer posible el incremento de implantación de esas energías en el año 2010.

Por último, se refiere este título a las medidas de incentivación, tan decisivas para la efectividad de esta Ley, apuntando a los incentivos y estímulos que pueden ser más eficientes en el marco de la legislación tributaria y financiera.

El Título I establece los principios e instrumentos para el fomento de las energías renovables, estableciendo la primacía de las energías renovables y criterios para determinar el orden de prelación entre distintas fuentes de energía; a continuación se enumeran distintas medidas de promoción en función de los distintos tipos de energías renovables.

Se establece la obligación de la Junta de Andalucía de incorporar energías renovables en los edificios e instalaciones de su propiedad.

Como instrumento de inserción de las energías renovables en la normativa sobre planificación territorial, se prevé la elaboración de un Programa de Fomento de las Energías Renovables así como, en su caso, de los correspondientes programas territoriales, estableciendo un procedimiento urbanístico específico para la implantación de las actuaciones de producción de energía mediante fuentes renovables.

El Título II regula el ahorro y la eficiencia energética, comenzando con el mandato que se realiza a los poderes públicos de establecer los instrumentos jurídicos necesarios para su impulso. Se introduce una serie de medidas con la finalidad de fomentar el ahorro y la eficiencia energética en general. Resulta novedosa la creación del Certificado Energético, obligatorio a partir de un determinado nivel de consumo de energía, que será posteriormente desarrollado según el sector de actividad al que se aplique.

En el Título III se han previsto alternativas para introducir los principios de cooperación en el sistema de Administraciones Públicas, descentralización dinámica y colaboración social en la gestión de los recursos energéticos, que posibilitan la participación, contemplándose asimismo la existencia de entidades colaboradoras públicas y privadas. Dentro de este título se pretende además intensificar las medidas de coordinación y agilización de los procedimientos.

Y finalmente, el Título IV se dedica a la tipificación y ordenación de la aplicación del obligado suponiendo, mediante el ejercicio de la potestad sancionadora de la Comunidad Autónoma.

Comentario

La legislación española detenta como principal energía las provenientes de energías renovables, estableciendo mecanismos de ahorro y eficiencia energética, instrumentos financieros y tributarios y en especial la legislación en comento crea el certificado energético, también se crean obligaciones para la administración, incentiva la participación ciudadana y establece sanciones en caso de incumplimiento de las normas sobre incentivos de las energías renovables sobre las que trata esta ley.

6.8 REAL DECRETO 202/2006 DE 17 DE FEBRERO POR EL QUE SE REGULA LA DE LAS MESAS DE DIÁLOGO SOCIAL, PREVISTAS EN EL ARTÍCULO 14 DE LA LEY N° 1/2005.

6.8.1 Antecedentes Generales

En la Declaración para el Diálogo Social, suscrita el 8 de julio de 2004, el Gobierno, las organizaciones empresariales CEOE y CEPYME y los sindicatos UGT y CCOO acordaron abordar el desarrollo de los compromisos y de las consecuencias sobre la actividad productiva y el empleo que podría tener el Protocolo de Kioto a la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático y en tal sentido han consensuado un marco específico de diálogo social vinculado al cumplimiento del indicado Protocolo.

Un primer paso en esa dirección lo dio la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, que incorporó a nuestro ordenamiento interno la Directiva 2003/87/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de octubre de 2003, por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad y se modifica la Directiva 96/61/CE, de 24 de septiembre de 1996. Dicha Ley establece en su artículo 14 que *se constituirán mesas de diálogo social para garantizar la participación de las organizaciones sindicales y empresariales en la elaboración y seguimiento del Plan Nacional de asignación en cuanto a sus efectos en la competitividad, la estabilidad en el empleo y la cohesión social*. Además, dicho precepto legal indica que *estas mesas se constituirán en el plazo máximo de seis meses desde la entrada en vigor de la Ley y su composición y funcionamiento se desarrollarán reglamentariamente por el*

Gobierno previo informe de la Comisión de Coordinación de Políticas de Cambio Climático.

Pues bien, con el fin de desarrollar lo previsto en los textos indicados y, en particular, lo dispuesto en el artículo 14 de la citada Ley 1/2005, de 9 de marzo, se aprueba este Real Decreto; en él se determinan las mesas de diálogo social que se constituirán para garantizar la participación de las organizaciones empresariales y sindicales en la elaboración y seguimiento del Plan Nacional de asignación de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, así como se establece la composición y funcionamiento de dichas mesas de diálogo social.

Este Real Decreto, recoge el consenso alcanzado entre el Gobierno y las organizaciones empresariales y sindicales, antes citadas en el marco del diálogo social, abierto con la Declaración para el diálogo social también citada con anterioridad. Además, su texto ha sido informado por la Comisión de Coordinación de Políticas de Cambio Climático y consultado a todas las organizaciones sindicales y empresariales que tienen la consideración de más representativas.

En su virtud, a propuesta de los Ministros de Economía y Hacienda, de Trabajo y Asuntos Sociales, de Industria, Turismo y Comercio, y de Medio Ambiente, previa aprobación del Ministro de Administraciones Públicas, de acuerdo con el Consejo de Estado y previa deliberación del Consejo de Ministros en su sesión del día 17 de febrero de 2006, dispongo:

Artículo 1. Objeto.

Este Real Decreto tiene por objeto regular la constitución, la composición y el funcionamiento de las mesas de diálogo social previstas en el artículo 14.4 de la

Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

Artículo 2. Constitución, cometidos y funcionamiento de las mesas.

1. Las mesas de diálogo social que se constituyan, para garantizar la participación de las organizaciones sindicales y asociaciones empresariales, con el objetivo de la elaboración y seguimiento del Plan Nacional de asignación de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, instrumento establecido para el cumplimiento del Protocolo de Kioto, en cuanto a sus efectos en la competitividad, la estabilidad en el empleo y la cohesión social, tendrán composición tripartita y paritaria.

Las mesas funcionarán a nivel global, general y sectorial, en los sectores afectados por la Ley 1/2005, de 9 de marzo, de acuerdo con lo dispuesto en este Real Decreto.

2. Las mesas de diálogo social que se constituyen en virtud de este real decreto, se configuran como un espacio de reflexión de la Administración General del Estado y los interlocutores sociales y su principal cometido es identificar de manera precisa y anticipada:

- a. Las consecuencias que pudieran derivarse del cumplimiento del Protocolo de Kioto, sobre todo en relación con la competitividad, el empleo y la cohesión social.
- b. Las opciones más eficientes y menos costosas en términos de competitividad, empleo y cohesión social, que puedan existir para el cumplimiento del Protocolo de Kioto.

- c. Las oportunidades que se puedan derivar del cumplimiento del Protocolo de Kioto para el desarrollo de la economía española en general y de los sectores productivos afectados en particular.
3. Las mesas adoptarán sus propias normas de funcionamiento interno.

Artículo 3. Mesa general: composición y funciones.

1. Se constituirá una mesa general que será la que articule y canalice el diálogo global entre la Administración General del Estado y las organizaciones empresariales y sindicales, se encargará de evaluar y hacer el seguimiento general del cumplimiento del Protocolo de Kioto y de la organización y coordinación general del diálogo social que se desarrolle entre la Administración General del Estado y los interlocutores sociales vinculado al cumplimiento de dicho Protocolo.
2. La mesa general estará integrada por seis representantes de la Administración General del Estado, por seis delegados de las organizaciones sindicales más representativas y por seis representantes de las asociaciones empresariales más representativas.

La Administración General del Estado estará representada por los Ministerios de Economía y Hacienda, de Trabajo y Asuntos Sociales, de Industria, Turismo y Comercio y de Medio Ambiente y por la Oficina Económica del Presidente del Gobierno. Cuando se estime oportuno, podrán asistir, además, representantes de otros Departamentos Ministeriales.

Las organizaciones sindicales y empresariales estarán representadas por los miembros que éstas designen.

La mesa podrá invitar a participar en sus reuniones a expertos en un sector o en un asunto específico.

3. La mesa general desarrollará básicamente las siguientes funciones:

- a. Canalizará el intercambio de información, opiniones y de puntos de vista entre la Administración y los interlocutores sociales sobre el cumplimiento del Protocolo de Kioto en cuanto a los efectos que pueda tener en la competitividad, la estabilidad en el empleo y la cohesión social.

Entre la información que deberá facilitar la Administración a esta mesa, estarán las medidas que se hayan adoptado o se vayan a adoptar en los sectores no afectados por la Ley 1/2005, de 9 de marzo, así como las medidas horizontales que se adopten para contribuir a la reducción de emisiones.

- b. Realizará el análisis y evaluación del impacto del cumplimiento del Protocolo de Kioto en la economía española en general, en términos de competitividad, empleo y cohesión social, hará un seguimiento y evaluación del Plan Nacional de asignación en los mismos términos.
- c. Organizará y coordinará el funcionamiento de las mesas sectoriales de diálogo social y canalizará sus iniciativas y propuestas.
- d. Podrá crear nuevas mesas sectoriales, cuando así se estime oportuno, para el seguimiento de las emisiones y de las medidas de reducción en los sectores no afectados por la Ley citada anteriormente.

Artículo 4. Mesas sectoriales: composición y funciones.

1. Las mesas sectoriales serán los instrumentos de diálogo específicos entre la Administración General del Estado y los representantes de los sectores económicos afectados, su misión consiste en realizar un seguimiento y evaluación del cumplimiento del Plan Nacional de asignación en el correspondiente sector.

Se constituirán mesas de diálogo en cada uno de los siguientes sectores: eléctrico, refino de combustible, siderurgia y coquerías, cemento y cal, vidrio y fritas, cerámica, pasta, papel y cartón.

No obstante, si se estima necesario, dentro de las indicadas mesas sectoriales se podrán constituir mesas específicas para determinados subsectores.

2. Las mesas sectoriales estarán integradas por seis representantes de la Administración General del Estado, seis de las organizaciones sindicales más representativas y por seis de las asociaciones empresariales más representativas.

La Administración General del Estado estará representada por los Ministerios de Trabajo y Asuntos Sociales, de Industria, Turismo y Comercio y de Medio Ambiente. Cuando se estime oportuno podrán existir, además, representantes de otros Departamentos Ministeriales.

Las organizaciones sindicales y empresariales estarán representadas por los miembros que éstas designen.

Las mesas podrán invitar a participar a sus reuniones a expertos en un sector o en un asunto específico.

Asimismo, a las reuniones de las mesas se invitará a participar a representantes de las comunidades autónomas cuando el sector económico a que se refiera la mesa tenga una importante implantación en su territorio.

3. Las mesas sectoriales de diálogo social desarrollarán básicamente las siguientes funciones:

- a. Identificarán y evaluarán el escenario de cumplimiento del Plan nacional de asignación del correspondiente sector.
- b. Realizarán funciones de observatorio del sector durante el tiempo de ejecución del Plan Nacional de asignación.
- c. Analizarán y evaluarán anticipadamente las consecuencias sociales negativas que puede tener el cumplimiento del Plan Nacional de asignación en el sector, en particular, en lo que se refiere a competitividad y empleo y la búsqueda de las correspondientes medidas correctoras.
- d. Propondrá las medidas necesarias para conciliar el cumplimiento del Plan Nacional de asignación con la mejora de la competitividad y el empleo en el sector.
- e. Analizarán las oportunidades que el proceso pueda representar para los sectores, así como las propuestas que se formulen para favorecer dichas oportunidades.

4. La iniciativa y propuestas consensuadas en las mesas sectoriales se canalizarán a través de la mesa general.

6.8.2 DISPOSICIÓN ADICIONAL PRIMERA: Calendario de constitución de las mesas de diálogo social.

Las mesas de diálogo social a que se refiere este Real Decreto se constituirán en las siguientes fechas:

- a. La mesa general se constituirá en el plazo máximo de un mes desde la entrada en vigor de este Real Decreto.
- b. Las mesas sectoriales se constituirán por iniciativa de la mesa general y en las fechas que ésta acuerde.

6.8.3 DISPOSICIÓN ADICIONAL SEGUNDA: Información a la Comisión de Coordinación de Políticas de Cambio Climático.

La Administración General del Estado informará a la Comisión de Coordinación de Políticas de Cambio Climático sobre las reuniones de las diferentes mesas de diálogo social y, en especial, de la mesa general.

6.8.4 DISPOSICIÓN FINAL PRIMERA: Habilitación normativa.

Faculta a los Ministros de Economía y Hacienda, de Trabajo y Asuntos Sociales, de Industria, Turismo y Comercio y de Medio Ambiente para dictar, conjuntamente o de forma individual en el ámbito de sus competencias, las normas necesarias para el desarrollo y aplicación de este Real Decreto.

6.8.5 DISPOSICIÓN FINAL SEGUNDA: Entrada en vigor.

El presente Real Decreto entrará en vigor el día siguiente de su publicación en el *Boletín Oficial del Estado*. Dado en Madrid, el 17 de febrero de 2006.

Comentario

La legislación española es fiel reflejo de la naturaleza de su gobierno socialista, donde se convoca a todos los sectores, público, privado y sus diversos subsectores a fin de discutir los efectos del cumplimiento del protocolo de Kioto en los diversos sectores, por lo que resulta interesante y conveniente la creación de éstas mesas de diálogo social, contribuyendo a que las políticas energéticas del país sean eficientes y se cumplan por todos los sectores.

6.9 REAL DECRETO 1866/2004, DE 6 DE SEPTIEMBRE, POR EL QUE SE APRUEBA EL PLAN NACIONAL DE ASIGNACIÓN DE DERECHOS DE EMISIÓN, 2005-2007

ARTÍCULO ÚNICO: Aprobación del Plan nacional de asignación de derechos de emisión, 2005-2007.

Se aprueba el Plan nacional de asignación de derechos de emisión vigente para el período 2005-2007, que se inserta a continuación.

La asignación de derechos de emisión de gases de efecto invernadero para dicho período tendrá lugar con arreglo a lo dispuesto en dicho plan.

Ver anexo 2.

DISPOSICIÓN FINAL PRIMERA: Naturaleza básica y título competencial.

Este Real Decreto tiene naturaleza básica y se dicta al amparo de las competencias estatales en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y de legislación básica sobre protección del

medio ambiente previstas en el artículo 149.1.13 y 23 de la Constitución, respectivamente.

DISPOSICIÓN FINAL SEGUNDA: Entrada en vigor.

El presente Real Decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el *Boletín Oficial del Estado*.

Ver Anexo 3.

Perspectivas energéticas.

El crecimiento del consumo primario o total de energía es previsible que cambie sustancialmente en la próxima década, fundamentalmente asociado a la propia evolución de la economía, las nuevas ofertas energéticas, la introducción de nuevas tecnologías y la progresiva saturación de algunos mercados. También las previsiones indican que en el período 2005-2012, la intensidad energética primaria de la economía española tendrá un punto de inflexión, tendiendo a estabilizarse en los últimos años del período.

El balance energético futuro español vendrá marcado por un mayor aporte de energías limpias y renovables, una creciente participación del consumidor final, en el contexto de un mercado liberalizado, que asegure un uso racional y eficiente de la energía y una introducción masiva de tecnología que permita un sensible incremento de la eficiencia energética.

En cuanto al balance energético por productos, las estimaciones en el entorno del año 2012 indican que seguirá siendo predominante el peso de los hidrocarburos, y entre ellos el gas natural, la fuente energética de mayor crecimiento. El consumo de petróleo aumentará menos que el total de energía, aunque mantendrá un peso

próximo a la mitad del total, debido a su utilización como combustible en el sector del transporte, que será el de mayor crecimiento de demanda.

En cuanto a las energías renovables, dado el incremento actualmente previsto de la demanda de energía, superior a las previsiones realizadas en el Plan de fomento de las energías renovables, se verán aumentadas las producciones de algunos tipos de energía que figuran en el mismo, a fin de mantener el objetivo de que las energías renovables aporten el 12 % del consumo total de energía al final del período de previsión.

El consumo de energía final en España en el escenario probable en el período de previsión se estima crecerá el 3,48 % anual. El crecimiento en 2000-2006 se estima en un 3,8 % anual, con un 3,25 % anual entre el 2006-2012. Esta desaceleración del crecimiento se justifica, a pesar del mayor crecimiento económico previsto, por la mejora de eficiencia energética y la progresiva saturación de algunos mercados al final del período de previsión.

La demanda de energía eléctrica final se estima que aumentará el 4,5 % en 2000-2006 y 3,5 % en 2006-2011, con una media en el período de previsión del 3,75 % anual. Esta tasa supone acercar su crecimiento al del PIB, lo que se corresponde con un mercado más desarrollado que el actual y ligeramente por encima de la tasa de crecimiento de la energía final total debido al mayor crecimiento de la demanda en el sector servicios, al significativo aumento del número de hogares y el mayor equipamiento de los mismos, junto con la continuidad del aumento de capacidad de sectores industriales cuyo consumo energético es fundamentalmente eléctrico.

Comparando las tasas de variación del PIB, de la demanda eléctrica final en España y de sus precios, se observa una progresiva convergencia desde los años 80, aunque con un crecimiento mayor de la demanda eléctrica en los últimos años, derivada no sólo del crecimiento económico sino también del significativo descenso de precios en términos reales, lo que ha provocado un aumento de la intensidad eléctrica por aumento del equipamiento de los hogares, nuevos usos y crecimiento en el sector servicios e industria intensiva en consumo eléctrico.

El consumo de energía primaria en España crecerá a una tasa del 3,09 % anual, tasa inferior a la de la energía final, debido a la estructura de generación eléctrica prevista. Esta demanda se obtiene como resultado de sumar el consumo de energía final no eléctrico los consumos en los sectores energéticos (consumos propios y consumos en transformación, especialmente en generación eléctrica) y las pérdidas.

En la estructura de abastecimiento se observa un importante cambio respecto a la situación actual, al aumentar de forma importante el peso del gas natural y las energías renovables y descender el del carbón y la energía nuclear, todo ello derivado, fundamentalmente, del cambio en la estructura de generación eléctrica. El petróleo pierde peso ligeramente, al crecer menos que el total de energía, pero se mantiene como la principal fuente de abastecimiento energético.

El consumo total de carbón bajará un -3,66 % anual, correspondiendo el 85% del consumo total en 2012 al de centrales eléctricas.

El consumo total de petróleo presentará un incremento anual del 2,34 %, tasa significativamente inferior a la del total de energía y derivada de los consumos finales, en particular del transporte, ya que su peso en la estructura de generación

eléctrica es poco significativo y aún descenderá más por su sustitución por gas natural, especialmente en los sistemas eléctricos extra peninsulares.

La demanda total de gas natural en 2012 se configura como la energía primaria que más crece, con un aumento del 9,01% anual, alcanzando su peso en el consumo total de energía un 22,5%. Tanto en petróleo como en gas, se estima que el crecimiento de la demanda se ralentizará en el último quinquenio del período de previsión, coincidiendo con la progresiva saturación de algunas demandas finales.

Las energías renovables, incluyendo la hidráulica, contribuirán en 2012 al balance total con una anotación superior a lo previsto en el Plan de Fomento. Esta cifra supone un 12,0 % del total de energía demandada en 2012.

La producción de energía eléctrica de origen nuclear alcanzará un peso del 9,5% del total de energía primaria en 2012, siendo en 2003 del 11,8%. En generación eléctrica pasará de contribuir del 23,5 % actual al 19,4 % en el año 2012.

Comentario

La estructura del PNA incluye la referencia al compromiso de España en la decisión de ratificación del Protocolo de Kioto; el método de cálculo del total de derechos a asignar y su cuantía; la consistencia con el compromiso de Kioto y carga compartida en el ámbito de la Unión Europea; las medidas en los sectores no afectados por la directiva; los instrumentos de flexibilidad; las asignaciones por sectores; los aspectos técnicos; los potenciales de reducción de emisiones; el tratamiento de los nuevos entrantes; el cierre de instalaciones; otras legislaciones de la Unión Europea y las principales cuestiones vinculadas a los procesos de consultas públicas.

El Plan Nacional de Asignación de Derechos de emisión resulta ser un instrumento de política pública española de vital importancia para combatir el cambio climático dentro de un período de tiempo, instrumento en que su elaboración tomaron en consideración la información pública recopilada desde el año 2002, el procedimiento aplicable de asignación de derechos a cada período basados en criterios objetivos y transparentes. Existe un objetivo inicial de reducción de emisiones de 2005 a 2007 y de 2008 a 2012 se aplicará medidas de esfuerzo de reducción adicional de derechos de emisión. Se destaca el grupo interministerial a cargo de su elaboración, a saber, Ministerio de Economía y Hacienda, Medio Ambiente, Fomento, Industria, Turismo y Comercio, Energía, Agricultura, Trabajo y Vivienda. También es importante destacar que este Real decreto, se dictó basándose en las competencias estatales en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y legislación básica sobre protección del medio ambiente españolas.

6.10.- REAL DECRETO 06/2005, DE 21 DE ENERO, POR EL QUE SE MODIFICA EL REAL DECRETO 1866/2004, DE 6 DE SEPTIEMBRE, POR EL QUE SE APRUEBA EL PLAN NACIONAL DE ASIGNACIÓN DE DERECHOS DE EMISIÓN, 2005-2007.

El Real Decreto 60/2005 modifica el Real Decreto 1866/2004, de 6 de septiembre, por el que se aprueba el Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión 2005-2007.

Observaciones: Tras someterse al dictamen del organismo competente de la Unión Europea e incluir las pertinentes modificaciones, se aprueba, mediante el Real Decreto 60/2005 de 21 de enero, el Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión, 2005-2007.

Este Real Decreto modifica al 1866/2004, de 6 de septiembre y contiene las consideraciones realizadas por la Comisión Europea, entre las que destacamos la inclusión de todas las instalaciones de combustión con una potencia térmica nominal superior a 20 MW.

De igual manera considera que el Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión podrá modificarse cuando la enmienda consista en modificar los derechos asignados a determinadas instalaciones dentro de la cuota total que deba asignarse a las instalaciones enumeradas en el Plan como consecuencia de la mejora de la calidad de los datos. Esta última premisa ha permitido que tras los distintos procesos de información pública y periodos de alegaciones, se pudieran revisar cuotas y ajustar asignaciones.

PRINCIPALES CAMBIOS RESPECTO AL ANTERIOR DECRETO

1. Manteniéndose las cantidades asignadas globales, se ha producido un incremento de la asignación a instalaciones existentes, detrayéndose una cantidad equivalente de las reservas de nuevos entrantes.
2. Se elimina la desagregación de la reserva de los sectores industriales. Siguiendo la recomendación de la Comisión Europea, la modificación del RD 1866/2004 establece con claridad la existencia de únicamente tres reservas: una para generación eléctrica de servicio público, otra para sectores

industriales incluidos en el Anexo I de la Directiva, y una última para cogeneraciones e instalaciones mixtas que prestan servicio a sectores no incluidos en el Anexo I.

3. Se incluyen 'instalaciones mixtas' (instalaciones que operan parcialmente como ciclos combinados, generando energía eléctrica, y parcialmente como cogeneraciones, proporcionando servicio de vapor a instalaciones industriales, utilizándose respectivamente la correspondiente metodología de asignación).
4. Se produce una modificación en la asignación a las centrales térmicas de generación eléctrica, manteniendo la asignación total.
5. Se produce un incremento del número de instalaciones incluidas. El número final de instalaciones incluidas (957) es superior al de la asignación provisional sometida a información pública (926).
6. En 2005 se incluirán las restantes instalaciones de más de 20 MW.
7. Se ha contrastado la consistencia del listado final de instalaciones incluidas con las Comunidades Autónomas.
8. Se han corregido errores materiales en el RD 1866/2004. El cuadro de asignación sectorial contenido en el RD 1866/2004 contenía errores materiales en las series históricas de datos, sin que estos afectaran al escenario de asignación establecido.

Comentario

Este real decreto con la información constante de los sectores modificó el plan inicial de asignación de derechos de emisión a los diferentes sectores y actividades.

6.11.-REAL DECRETO 777/2006, DE 23 DE JUNIO, POR EL QUE SE MODIFICA EL REAL DECRETO 1866/2004, DE 6 DE SEPTIEMBRE, POR EL QUE SE APRUEBA EL PLAN NACIONAL DE ASIGNACIÓN DE DERECHOS DE EMISIÓN, 2005-2007.

Plan nacional de asignación de derechos de emisión, aprobado por el Real Decreto 1866/2004, de 6 de septiembre, posteriormente modificado por el Real Decreto 60/2005, de 21 de enero, establece para el trienio 2005-2007 la cantidad total de derechos que se prevé asignar a las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación de la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero. También establece la metodología de cálculo para la asignación individual de derechos, determina la cantidad correspondiente a la reserva de nuevos entrantes y las reglas para su asignación.

De conformidad con el artículo 9 de la Directiva 2003/87, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de octubre de 2003, por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad y por la que se modifica la Directiva 96/61/CE del Consejo, el Real Decreto 1866/2004, de 6 de septiembre, junto con el listado de asignación

individual a las instalaciones, fue remitido a la Comisión Europea. La decisión de la Comisión Europea de 27 de diciembre de 2004, relativa al Plan nacional de asignación de derechos de emisión presentado por España, estableció que, para considerarlo conforme al Derecho comunitario, resultaba imprescindible incorporar al ámbito de aplicación de la ley española todas las instalaciones de combustión de más de 20 MW de potencia térmica nominal, no incluidas con arreglo a la interpretación inicialmente adoptada por España e instó a las autoridades españolas a adoptar las decisiones pertinentes para hacerlo. Asimismo, de conformidad con la decisión de la Comisión «el plan nacional de asignación podrá modificarse cuando la enmienda consista en modificar los derechos asignados a determinadas instalaciones dentro de la cuota total que deba asignarse a las instalaciones enumeradas en el plan como consecuencia de la mejora de la calidad de los datos».

La mencionada decisión de la Comisión Europea se tradujo en el ámbito interno en la inclusión en el Real Decreto ley 5/2005, de 11 de marzo, de reformas urgentes para el impulso a la productividad y para la mejora de la contratación pública, de varias modificaciones en la Ley 1/2005 sobre el régimen de comercio de derechos de emisión. Así, a fin de abrir un nuevo plazo para la solicitud de autorización y derechos para las instalaciones antes mencionadas y habilitar al Consejo de Ministros para modificar el plan vigente, se añadió un apartado 2 a la disposición transitoria primera de la Ley 1/2005, facultando al Consejo de Ministros para modificar el Plan, y un apartado 3 a la disposición transitoria segunda, en el que se estableció el procedimiento a seguir en relación con estas instalaciones.

De conformidad con el apartado 2 de la disposición transitoria primera de la Ley 1/2005, le corresponde al Gobierno aprobar una modificación del Plan

nacional de asignación de derechos de emisión 2005-2007, mediante real decreto a propuesta de los Ministros de Economía y Hacienda, de Industria, Turismo y Comercio y de Medio Ambiente.

“Dicha modificación tendrá por objeto establecer la cantidad adicional de derechos de emisión, precisa para asignar derechos a las instalaciones que deben incluirse en el Plan nacional de asignación 2005-2007 conforme a lo exigido por la Comisión Europea, de acuerdo con los criterios y la metodología de asignación recogidos en el Real Decreto 1866/2004, que aprueba el citado Plan.”

Resulta, por tanto, necesario acometer la reforma del Plan nacional de asignación 2005-2007. La reforma abordada se centra en la modificación del cuadro que, en el punto 3 de dicho Plan, recoge el escenario de asignación para los sectores industriales. De esta forma:

- a) **Se ajustan las cuantías de derechos y categorías de actividades a la ampliación efectuada en el ámbito de aplicación de la Ley 1/2005**, de 9 de marzo, tras la modificación introducida por el Real Decreto-ley 5/2005, de 11 de marzo.
- b) Se unifica la reserva para nuevos entrantes.
- c) Se incrementan los topes sectoriales de la asignación, con cargo a la reserva, para aquellos sectores en los que se encuentran incluidas instalaciones respecto de las cuales se han estimado recursos de reposición.

Este real decreto se dicta de conformidad con el capítulo IV de la Ley 1/2005, de 9 de marzo, y previa consulta a la Comisión de coordinación de políticas de cambio climático.

En su virtud, a propuesta de los Ministros de Medio Ambiente, de Economía y Hacienda y de Industria, Turismo y Comercio y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 23 de junio de 2006.

Artículo único: Modificación del Real Decreto 1866/2004, de 6 de septiembre, por el que se aprueba el Plan nacional de asignación de derechos de emisión, 2005-2007.

El Plan nacional de asignación de derechos de emisión, 2005-2007, recogido en el anexo del Real Decreto 1866/2004,

Comentario

Este real decreto con la información constante de los sectores modificó el plan inicial de asignación de derechos de emisión a los diferentes sectores y actividades.

6.12.-REAL DECRETO 1370/2006, DE 24 DE NOVIEMBRE, POR EL QUE SE APRUEBA EL PLAN NACIONAL DE ASIGNACIÓN DE DERECHOS DE EMISIÓN DE GASES DE EFECTO INVERNADERO, 2008-2012.

Este Real Decreto aprueba el Plan Nacional de asignación de derechos de emisión de gases de efecto invernadero para el período 2008-2012.

El PNA para el período 2008-2012 es el segundo elaborado en el marco del régimen comunitario de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero y el primero que se aplicará coincidiendo con el período de compromiso (2008-2012) establecido en el Protocolo de Kioto a la Convención Marco de Naciones Unidas de Cambio Climático. El PNA hace frente a un difícil equilibrio: por un lado, debe hacer posible el cumplimiento del compromiso cuantificado de limitación del crecimiento de las emisiones de gases de efecto invernadero establecido en el Protocolo de Kioto, con arreglo al cual las emisiones promedio en el período 2008-2012 no pueden superar en más del 15% las emisiones del año base; por otro lado, las decisiones implícitas en el PNA deben preservar la competitividad y el empleo de la economía española así como la estabilidad del presupuesto público.

La experiencia ganada a través de la elaboración y aplicación del primer PNA en el período 2005-2007 ha facilitado los trabajos preparatorios. No obstante, la evolución de las emisiones, situadas un 47,9% por encima de las del año base en 2004, y las previsiones oficiales que estiman un crecimiento por encima del 50% en el período 2008-2012 si no se adoptan medidas adicionales, hacen necesaria una actualización de la senda de cumplimiento del Protocolo de Kioto respecto de la proyectada en el PNA 2005-2007.

El objetivo sobre el que se ha construido el Plan 2008-2012 está dirigido a que las emisiones globales de gases de efecto invernadero en España no superen en más de un 37% las del año base en promedio anual en el período 2008-2012. Para ello habrá de llevarse a cabo un importante esfuerzo adicional de reducción además de asegurar el cumplimiento de las medidas ya previstas. Esta cifra total se alcanza a través de la suma del 15% de incremento del objetivo Kioto, un 2% adicional a través de la absorción por los sumideros y de la adquisición del equivalente a un

20% en créditos de carbono procedentes de los mecanismos de flexibilidad del Protocolo de Kioto.

Se mantiene el reparto del esfuerzo de reducción del Plan Nacional de Asignación 2005-2007 entre los sectores sujetos y no sujetos a la Directiva. La asignación de derechos de emisión a los sectores sujetos al régimen de comercio de derechos de emisión es más restrictiva que la llevada a cabo por el Plan 2005-2007, de modo que el total asignado corresponde a las emisiones en 1990 de los sectores afectados incrementadas en un 15%. La asignación promedio anual asciende, en aplicación de este criterio, a 144,85 millones de toneladas de derechos de emisión, a las que se añaden 7,825 millones de toneladas de derechos de emisión anuales de reserva (un 5,4% de la asignación anual), lo que resulta en un total de 152,673 millones de toneladas derechos de emisión anuales. Esta asignación supone un recorte del 16% respecto del Plan 2005-2007 y de casi el 20% respecto a las emisiones del año 2005.

En relación con los mecanismos de flexibilidad, la Ley 1/2005, en su artículo 14, dispone la necesidad de que el PNA indique el porcentaje máximo sobre la asignación de cada instalación de créditos procedentes de mecanismos de flexibilidad basados en proyectos del Protocolo de Kioto que pueden ser utilizados por los titulares de las instalaciones para el cumplimiento de las obligaciones de entrega anual de derechos. El Plan dispone que en el período 2008-2012 el titular de cada instalación podrá cumplir con sus obligaciones entregando reducciones certificadas de emisiones (RCE) y unidades de reducción de emisiones (URE) hasta un porcentaje que varía en función del sector de actividad al que pertenece la instalación: será del 70% para el sector de producción de energía eléctrica de servicio público y del 20% para el resto de sectores. El porcentaje se calculará sobre la cantidad de derechos de emisión asignada a cada instalación para todo el

período 2008-2012. La cantidad resultante podrá ser utilizada para el cumplimiento de la obligación de entrega de derechos en cualquier momento del período de referencia del Plan

En cuanto a la asignación sectorial, en la distribución de los derechos entre los distintos sectores se ha tenido en cuenta tanto la capacidad tecnológica y el potencial de reducción de cada sector como el distinto grado de exposición a la competencia internacional.

Así, en la asignación a los sectores industriales se parte de la intensidad de emisiones por unidad de producto en 2005, introduciendo un esfuerzo adicional de mejora de eficiencia, lo que se traduce en una asignación anual de 73,64 millones de derechos de emisión.

En relación con el sector de generación eléctrica se toma como referencia el factor de emisión de la mejor tecnología disponible de cada tecnología de generación, corregida con un factor de ajuste. Este criterio conduce a una asignación de 54,053 millones de derechos de emisión en media anual; cifra sensiblemente inferior a la asignada en el período 2005-2007, a las emisiones proyectadas para el período e, incluso, a las emisiones reales del sector en el año base.

En cuanto al resto de instalaciones de combustión no mencionadas anteriormente, la asignación anual supone un leve incremento respecto al cálculo de las emisiones en 2005, es decir 17,16 millones de derechos de emisión en media anual. Se trata, no obstante, de una cifra coherente con la previsión de crecimiento del sector, empleando la mejor tecnología disponible. El PNA incorpora la estimación de las emisiones de este tipo de instalación en el año base, tal como se

anunciaba en el Real Decreto 777/2006, de 23 de junio, por el que se modifica el Real Decreto 1866/2004, de 6 de septiembre, por el que se aprueba el Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión, 2005-2007.

El PNA incorpora la interpretación de la definición de instalación de combustión acordada en la reunión del Comité de Cambio Climático de la Comisión Europea de 31 de mayo de 2006 tal y como se recoge en su Anexo C.

De acuerdo con lo establecido por el artículo 19 de la Ley, las asignaciones individuales a cada una de las instalaciones deben concretarse a través de un procedimiento administrativo de asignación. Cabe señalar, por tanto, que el listado de instalaciones que se incorpora al PNA como Anexo B tiene un carácter indicativo. El PNA establece como fecha límite para la presentación de las solicitudes de asignación gratuita de derechos de emisión el 30 de diciembre de 2006.

En relación con el procedimiento de asignación individual de derechos, en conexión con el artículo 17.2.a de la Ley, por el que se establece la obligación de que la metodología de asignación individual no genere diferencias injustificadas entre sectores ni instalaciones, el PNA precisa el sistema de cálculo de derechos para aquellas instalaciones cuya entrada en funcionamiento esté prevista con posterioridad al inicio del período de referencia. Una asignación que no genere diferencias injustificadas requiere establecer dos precisiones adicionales:

- a. El cálculo de derechos para estas instalaciones se haga prorrateando las mensualidades que restan hasta el final del período;
- b. El supuesto de retrasos superiores a un mes desde la fecha prevista para la entrada en funcionamiento y por tanto, fecha prevista utilizada para calcular

la asignación, debe descontarse la parte proporcional al retraso antes de efectuar la transferencia definitiva de derechos.

Solamente de esta manera se asegura una asignación equitativa de derechos en un procedimiento concurrente, evitándose consecuencias indeseadas que afectarían negativamente la expectativa de derechos de potenciales terceros nuevos entrantes.

La reserva asciende al 5,4% (7,825Mt/a) de la asignación anual, frente al 1,84% de la asignación anual incluida en el Plan 2005-2007. Por otro lado, dado el carácter ajustado de la asignación, no se introduce el procedimiento de subasta para ningún sector, con la única salvedad contemplada en la Ley 1/2005 de una eventual enajenación de los derechos sobrantes en la reserva al final de período.

En el apartado del Plan dedicado a los nuevos entrantes se desarrollan determinados aspectos relacionados con la asignación. El artículo 18 de la Ley establece la preferencia del orden temporal en la solicitud de asignación de nuevos entrantes. Dicho criterio, junto con los aplicables con carácter general en los procedimientos de asignación, merece alguna precisión adicional que permita conocer y ponderar adecuadamente la asignación a nuevos entrantes de manera equitativa, teniendo presente el grado de madurez de los proyectos y la probabilidad mayor o menor de que la fecha indicada sea la más probable para la entrada en funcionamiento de una instalación. Esto determinará una asignación más justa en la que no se bloqueen innecesariamente derechos, redundando en beneficio de potenciales nuevos entrantes que, en caso contrario, podrían ver dificultado su acceso a un volumen de derechos disponible en cuantía limitada.

Se desarrollan los criterios aplicables para el cálculo de derechos de emisión correspondientes a cada solicitante. Son nuevos entrantes las instalaciones nuevas y los incrementos de capacidad nominal, sin que pueda en ningún caso considerarse como incremento de capacidad la derivada de modificaciones destinadas a mejorar la eficiencia energética de la instalación, de la sustitución o incorporación de nuevos quemadores o dispositivos similares, de proyectos de ahorro o sustitución de combustibles, ni tampoco la debida a ampliaciones en la jornada laboral por la incorporación de turnos de trabajo adicionales.

Con respecto al modo en que deben evaluarse las solicitudes, con el fin de que la Administración pueda calcular la asignación de derechos con mayor rigor, resulta imprescindible introducir criterios objetivos que permitan garantizar que la fecha empleada para el cálculo de la asignación es la que con mayor probabilidad coincidirá con la entrada en funcionamiento real de la instalación. Esta asignación de derechos implica un procedimiento de concurrencia competitiva. En un contexto de disponibilidad limitada, previsiones excesivamente optimistas pueden ocasionar un perjuicio grave al resto de los potenciales solicitantes, tanto en la asignación inicial como en la asignación con cargo a la reserva. El bloqueo de derechos implícito en la asignación se prolonga hasta la fecha prevista de entrada en funcionamiento, lo que supone mermar innecesariamente la expectativa de terceros.

Esto aconseja, por un lado, la inclusión de un plazo máximo de antelación en la presentación de solicitudes, y por otro, la asignación con cargo a la reserva de aquellas instalaciones cuya fecha de entrada en funcionamiento prevista sea muy próxima al final del período de vigencia del PNA anterior, dada la posibilidad de retrasos que conduzcan a una entrada en funcionamiento efectiva con posterioridad al inicio del siguiente PNA. Para estas instalaciones se efectuará una asignación provisional con cargo a la reserva de nuevos entrantes que quedará confirmada, o

corregida a la baja en la parte proporcional al retraso, en caso de que se produjera, una vez comunicada la fecha de entrada en funcionamiento por el órgano autonómico competente.

Este criterio pretende evitar asignaciones con cargo al tope máximo autorizado para instalaciones existentes que detraigan derechos del conjunto que se ha de repartir entre las instalaciones que se hallan efectivamente en funcionamiento. El total de derechos disponible para las instalaciones existentes es limitado y la inclusión en el reparto de instalaciones en las que todavía existe un grado de incertidumbre relevante supondría una disminución proporcional de los derechos disponibles para quienes sí están en funcionamiento efectivo al inicio del período.

Adicionalmente, una previsión demasiado optimista podría ocasionar retrasos respecto de la fecha prevista de entrada en funcionamiento cuando los proyectos no estén lo suficientemente maduros en el momento de presentar la solicitud. Cuando esto sucede, se generan disfunciones tanto para los órganos autonómicos competentes, que han de modificar la autorización, como para la Administración General del Estado, que ha de rehacer tantos cálculos de la asignación como retrasos se produzcan.

Con este desarrollo se pretende en definitiva evitar desajustes perjudiciales para otros solicitantes que, en caso contrario, podrían ver desestimada su solicitud por falta de derechos disponibles en la reserva. Por ello, se introduce la exigencia de que la fecha de solicitud de la asignación de derechos sea razonablemente próxima a la prevista para la entrada en funcionamiento, requiriéndose la documentación que acredite que esta fecha ha sido calculada con objetividad y rigor, a fin de lograr una asignación lo más ajustada posible.

Otro cambio relevante en el PNA 2008-2012 por comparación al marco jurídico aplicable al PNA 2005-2007 es la desaparición de la prohibición de constituir agrupaciones de instalaciones en el sector eléctrico. Esta previsión, de carácter transitorio en la Ley 1/2005, no se considera necesaria para el período 2008-2012, dadas las condiciones de mayor madurez en el mercado de derechos de emisión. Por tanto, en el supuesto de que instalaciones del sector de generación de servicio público quisieran cumplir sus obligaciones a través de una agrupación, deberían solicitar autorización con arreglo a lo previsto en la Ley 1/2005.

La disposición final segunda habilita, mediante Orden del Ministro de la Presidencia, a propuesta conjunta de los Ministros de Economía y Hacienda, de Industria, Turismo y Comercio y de Medio Ambiente, a modificar la cuantía máxima de la asignación sectorial sin que ello suponga un incremento en el total de derechos establecido en el Plan en dos supuestos concretos:

- a. que una decisión de la Comisión Europea obligue a esta modificación;
- b. que la estimación de un recurso administrativo o contencioso-administrativo haga necesaria tal modificación.

Este Real Decreto se dicta al amparo de las competencias estatales en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y en materia de legislación básica sobre protección del medio ambiente previstas en el artículo 149.1.13 y 23 de la Constitución, respectivamente.

En la elaboración de este Real Decreto han sido consultadas las Comunidades Autónomas.

En su virtud, de acuerdo con lo establecido en el capítulo IV de la Ley 1/2005, de 9 de marzo, a propuesta de los Ministros de Medio Ambiente, de

Economía y Hacienda y de Industria, Turismo y Comercio, con la aprobación previa del Ministro de Administraciones Públicas, de acuerdo con el Consejo de Estado y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 24 de noviembre de 2006, dispongo:

ARTÍCULO ÚNICO: Aprobación del Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión, 2008-2012.

Se aprueba el Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión vigente para el período 2008-2012, que se inserta a continuación.

La asignación de derechos de emisión de gases de efecto invernadero para este período tendrá lugar con arreglo a lo dispuesto en dicho Plan.

DISPOSICIÓN FINAL PRIMERA. Naturaleza básica y título competencial.

Este Real Decreto tiene naturaleza básica y se dicta al amparo de las competencias estatales en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y de legislación básica sobre protección del medio ambiente previstas en el artículo 149.1.13 y 23 de la Constitución, respectivamente.

DISPOSICIÓN FINAL SEGUNDA. Habilitación para la modificación de las asignaciones sectoriales.

La cuantía máxima de asignación sectorial establecida en el Plan Nacional de Asignación 2008-2012 aprobado en este Real Decreto, podrá modificarse, mediante orden del Ministro de la Presidencia, a propuesta conjunta de los Ministros de Economía y Hacienda, de Industria, Turismo y Comercio y de Medio Ambiente, en los siguientes supuestos:

- a. que resulte necesario para poder ejecutar una decisión de la Comisión Europea;
- b. que resulte necesario para ejecutar una resolución estimatoria de un recurso administrativo o una sentencia, cuando sean firmes.

En ningún caso podrá modificarse mediante orden ministerial la cantidad total de derechos asignados en el Plan aprobado por este Real Decreto.

DISPOSICIÓN FINAL TERCERA. Entrada en vigor.

El presente Real Decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el *Boletín Oficial del Estado*.

Comentario

La estructura del PNA incluye la referencia al compromiso de España en la decisión de ratificación del Protocolo de Kioto; la cuantía total de derechos que se pueden asignar; la coherencia con el compromiso de Kioto y la carga compartida en el ámbito de la Unión Europea; las medidas en los sectores no afectados por el comercio de derechos de emisión; los instrumentos de flexibilidad; las asignaciones por sectores; el método de asignación a nivel de instalación; los aspectos técnicos; los potenciales de reducción de emisiones; el tratamiento de los nuevos entrantes; otras legislaciones de la Unión Europea y las principales cuestiones vinculadas a los procesos de consulta pública.

6.13 REAL DECRETO 1402/2007, DE 29 DE OCTUBRE, POR EL QUE SE MODIFICA EL REAL DECRETO 1370/2006, DE 24 DE NOVIEMBRE, POR EL QUE SE APRUEBA EL PLAN NACIONAL DE ASIGNACIÓN DE DERECHOS DE EMISIÓN DE GASES DE EFECTO INVERNADERO, 2008-2012.

2012 presentado por España, estableció su aprobación, condicionándola a la introducción de determinadas modificaciones y a la remisión de información complementaria.

La reforma del PNA solicitada por la Comisión Europea fue llevada a cabo mediante la aprobación del Real Decreto 1030/2007, de 20 de Julio, cuyos principales elementos fueron una pequeña minoración del volumen total de derechos objeto de asignación y la reducción del porcentaje de créditos procedentes de mecanismos de flexibilidad del Protocolo de Kioto de los que pueden hacer uso las empresas para el cumplimiento de sus obligaciones de entrega.

Una vez adaptado el PNA a los requisitos de la Comisión europea, y de conformidad con lo establecido en la Ley 1/2005, se calculó la asignación provisional individual a las instalaciones afectadas, con el objeto de someterla al trámite de información pública. El plazo para presentar observaciones se abrió el día 24 de julio de 2007 y se cerró el 25 de agosto de 2007. El análisis de las alegaciones presentadas ha puesto de manifiesto en algunos casos la procedencia de su estimación. La modificación de las asignaciones provisionales de ciertas instalaciones y, particularmente, la asignación de derechos a determinadas instalaciones indebidamente excluidas del listado de asignación provisional, repercuten en algunas asignaciones sectoriales, con lo que se hace necesario reformar el PNA en este sentido.

ARTÍCULO ÚNICO: Modificación del Real Decreto 1370/2006, de 24 de noviembre, por el que se aprueba el Plan nacional de asignación de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, 2008-2012.

DISPOSICIÓN FINAL PRIMERA. Naturaleza básica y título competencial.

Este real decreto tiene naturaleza básica y se dicta al amparo de las competencias estatales en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y de la legislación básica sobre protección del medio ambiente previstas en el artículo 149.1.13.^a y 23.^a de la Constitución respectivamente.

DISPOSICIÓN FINAL SEGUNDA. Entrada en vigor.

Este real decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Este real decreto lleva a cabo dicha reforma, aumentando ligeramente la asignación de los sectores de generación eléctrica, cogeneración, combustión, siderurgia, cal, ladrillos y tejas, azulejos y baldosas, y papel, y reduciendo correlativamente el número de derechos de emisión de la reserva de nuevos entrantes, de forma que el volumen total de derechos de emisión se mantiene constante.

La reforma del PNA se realiza de conformidad con la Decisión de la Comisión Europea de 26 de febrero de 2007, cuyo artículo 2, párrafo 2, dice que éste «podrá ser modificado sin necesidad de aceptación previa por parte de la Comisión si la modificación consiste en cambios en la asignación de derechos de emisión a las distintas instalaciones y tales cambios se efectúan dentro de la

cantidad total asignada a las instalaciones recogidas en aquél como resultado de mejoras técnicas en la calidad de los datos, o consiste en una disminución de la proporción de los derechos de emisión asignados de forma gratuita con arreglo a los límites marcados por el artículo 10 de la Directiva».

CAPITULO VII

7. COMENTARIOS NORMAS CHILENAS EXISTENTES EN LA MATERIA EN RELACION A LAS NORMAS ESPAÑOLAS

En Chile el mercado energético es abierto, con desintegración de las principales actividades del mercado (excepto en sistemas medianos y pequeños)

- La inversión en el sector es de iniciativa privada y no existe obligación de inversiones.
- Estado ejerce función reguladora.
- Autoridad desarrolla planes indicativos de expansión.
- Sector de generación se concibe libre y competitivo, que opera en un mercado mayorista bajo un despacho económico.
- Política de Precios:

Grandes consumidores (potencia > 2 MW): precio libre.

Medianos consumidores (0,5 < potencia < 2 MW): opción libre o regulada.

Pequeños consumidores: precio regulado.

La ley eléctrica chilena DFL N° 1, DE 1982, modificada por las leyes números 19.940 y 20.018 que sólo introduce como incentivo para el desarrollo de las energías renovables la no exigencia de pago de peaje a las instalaciones que produzcan energías renovables

En ese contexto fue aprobado el reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación, que estableció incentivos para la incorporación de pequeñas centrales de energía no convencionales al sistema eléctrico del país.

En efecto, la Ley Corta como se denominó , estableció que se exceptuará del pago de peajes de transmisión troncal a todos aquellos proyectos cuyos excedentes de potencia sean menores a 20 MW y cuya fuente de energía sea no convencional, tales como geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas y cogeneración.

Con la publicación de este reglamento queda totalmente operativo el beneficio contemplado en la Ley, y se da claridad sobre el tipo de tecnología que está sujeta a los beneficios y la forma en que los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC) deben contabilizar dicha excepción de pago.

Además, se reglamentan tres elementos contemplados en la Ley que son fundamentales para el desarrollo de proyectos pequeños de generación eléctrica con energías renovables no convencionales, es decir aquellos con excedentes de potencia suministrable a los sistemas eléctricos menores a 9 MW:

- Se establecen los procedimientos y requisitos que deberán cumplir las empresas de distribución de energía eléctrica y los pequeños proyectos de generación cuando estos se conecten a las instalaciones de dichas empresas;
- Se reglamenta un mecanismo de estabilización de precios para la remuneración de la energía al cual pueden optar dichos proyectos y
- Se establecen los mecanismos para la coordinación de su operación en el sistema eléctrico cuando opten por participar en el mercado eléctrico mayorista.

Con dichos elementos se configura un marco reglamentario que permite un tratamiento operacional y comercial simplificado para proyectos con capacidades

menores 9 MW y se establecen las condiciones para la generación distribuida en Chile, ámbito en el cual se desarrollan parte importante de los proyectos de energías renovables no convencionales.

Lo anterior permitirá ampliar y diversificar la matriz y el mercado de generación eléctrica en Chile pues, por una parte se mejoran las condiciones para los proyectos con energías renovables y por otra se facilita la incorporación de promotores e inversionistas no tradicionales a dicho mercado.

La promulgación de este reglamento se suma a las iniciativas que CNE viene impulsando en conjunto con otras instituciones para el fomento a las energías renovables en Chile, entre las que se encuentran el concurso de apoyo a pre inversión en ese tipo de proyectos realizado en conjunto con CORFO, el desarrollo de las normas técnicas para la operación de las energías renovables conectadas en distribución y el impulso a la generación de la información y las capacidades en Chile que faciliten la decisión de inversión en tecnologías no convencionales, actividades en las cuales se ha contado con una activa cooperación técnica por parte del Gobierno Alemán.

En cambio la legislación española ya comentada en esta tesina establece beneficios de toda índole para el desarrollo de las energías renovables, contando así con una ley especial, a saber, ley real decreto nº 436/04 en él se establece un régimen económico duradero para las instalaciones acogidas al régimen especial, dentro de las cuales se encuentran las energías renovables, clasificándose en categorías, grupos y subgrupos, en función de las energías primarias utilizadas, de las tecnologías de producción empleadas y de los rendimientos energéticos obtenidos.

En Chile no existe una ley que regule los sistemas de seguimiento y verificación de gases de efecto invernadero, en definitiva leyes que puntualmente fomenten el uso de las energías renovables, no así en España que a través de la ley nº 1/2007 dispone *la ordenación, impulso y desarrollo de las energías renovables*, establece principios y criterios para el fomento de las energías renovables, instituyendo como objetivo prioritario el desarrollo de las fuentes de energías renovables en aras de la protección medioambiental y el desarrollo sostenible. Entre las novedades destaca la creación de la denominada *Etiqueta Verde* como certificado del origen de la energía, así como la creación del Observatorio Regional para las Energías Renovables contiene medidas orientadas a la concesión de incentivos y estímulos para el desarrollo de las actuaciones incluidas en el ámbito de aplicación de la presente Ley, en el marco de lo dispuesto en la legislación financiera, a la vez que se crea el premio *Cuarta Cultura* en reconocimiento a los sectores que anualmente más se hayan distinguido en Castilla-La Mancha como gestores de energía renovable y por tanto dentro del modelo de desarrollo sostenible.

Además la ley nº 2/2007 se dictó en mérito de que la energía, base esencial de la vida, es también clave del desarrollo económico y social. Sin embargo, el acelerado incremento de la demanda de energía ha llevado a una sobreexplotación de las fuentes de energía primaria convencionales, de carácter fósil, y a una relegación de las fuentes de energías renovables, consideradas inicialmente menos potentes y menos accesibles desde el punto de vista técnico y económico.

En Chile si bien a nivel del actual gobierno se ha dicho que muchas materias serán objeto de mesas de diálogo social, nunca se ha llevado a la práctica nacional y tampoco se cuenta con una normativa específica como la española que en su

REAL DECRETO 202/2006 de 17 de febrero por el que se regula las mesas de diálogo social, previstas en el artículo 14 de la Ley nº 1/2005.

En cuanto a la asignación de derechos de emisión en Chile todavía no contamos con una ley al respecto sólo existe un proyecto de ley sobre bonos de descontaminación que en cumplimiento de lo dispuesto por el artículo 35 de la Ley nº 19.300 el Ejecutivo envió al Congreso Nacional, ha enfrentado una resistencia de la bancada verde cuestionando la legitimidad de negociar con la contaminación.

Así se encuentra en trámite en el Congreso Nacional chileno desde el año 2003 a la fecha y que ha sido muy discutido, el proyecto representa un avance importante en el camino de la implementación de mercados de permisos de emisión transables, sin embargo entrega demasiados elementos fundamentales, como el mecanismo a través del cual operará el mercado, a la regulación infra legal.

CAPITULO VIII

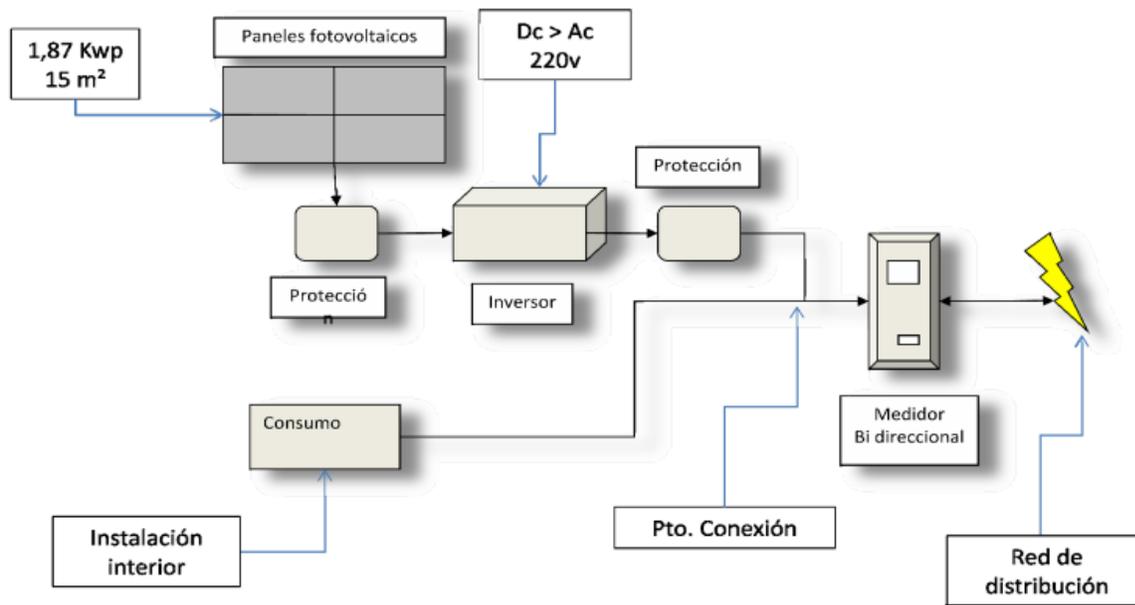
8 COMENTARIOS Y CONCLUSIONES

8.2 Comentarios Finales

A modo de cierre del presente trabajo de título se realizarán comentarios personales sobre las experiencias recogidas a lo largo de esta investigación, ya sea tanto del marco jurídico como de entrevistas con personas que trabajan en el área o han desarrollado investigaciones asociadas al tema de las energías renovables, para ellos iniciaremos breves comentarios sobre lo que se ha hecho internacionalmente en su contexto general, para luego hacer la comparación entre la normativa Chilena y Española, fin último de este escrito.

Como se menciona en el párrafo anterior, iniciaré comentando lo que ha sido posible recoger de la experiencia internacional, de países como Alemania, España y Estados Unidos principalmente, debido a sus diferencias en los modelos de incentivos de generación de energías renovables. Es muy probable que el lector conozca las diferencias entre estos modelos, sin embargo, brevemente explicaré el modelo, para hacerlo más específico y entendible se mencionará la forma en que estos incentivan la generación de energía renovable solar domiciliaria, la cual por cierto, en este momento está en discusión en la Comisión Nacional de Energía - CNE- de Chile para buscar el modelo que más se ajuste a las necesidades de Chile y sus políticas económicas.

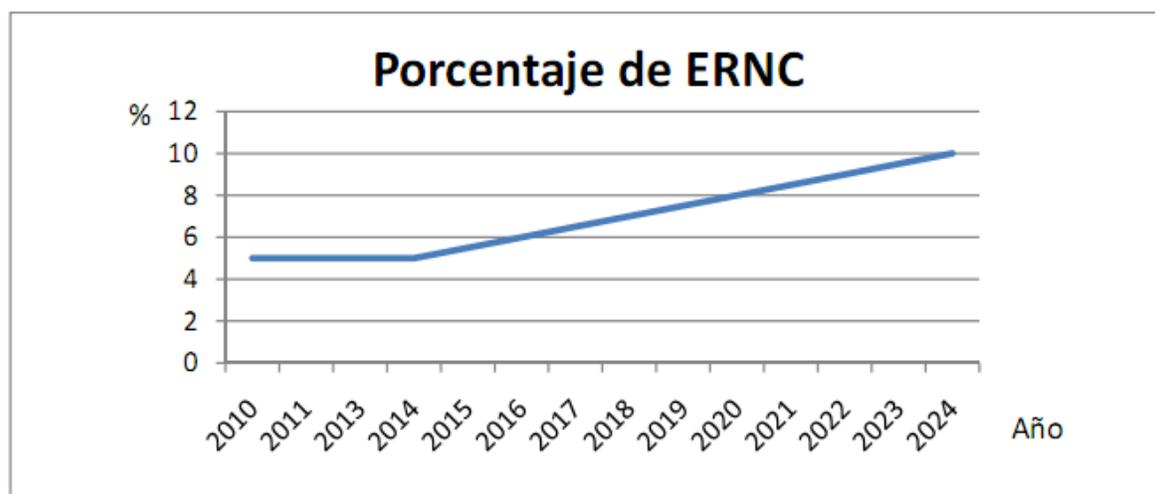
Básicamente, el esquema de conexión de un sistema de inyección de energía eléctrica domiciliaria generada en base a energía fotovoltaica es el siguiente:



Una vez conocido el diagrama específico de conexión de un sistema fotovoltaico aislado, podemos decir que según las diferentes regulaciones existentes internacionalmente hay diferencias versiones diferentes de financiamiento según las diferentes normativas, por ejemplo, Alemania en sus inicios ejecuto un fuerte plan de incentivos el cual cubría en cerca de un 75% la inversión inicial, por otro lado otros países de la Comunidad Europea, no realizaron tales incentivos en la inversión inicial si no tan solo durante el funcionamiento de dichos equipos, el punto de esta breve explicación no es el trasfondo técnico que esto tiene, si no que es demostrar con hechos reales que no existe un método único, ni el mejor método para incentivar la generación de energías renovables, si no muy por el contrario esto debe ser minuciosamente estudiado según aspectos étnicos, culturales, geográficos, económicos y por supuesto aspectos políticos asociados a este mercado.

Lo importante es reconocer los aciertos y fracasos de la experiencia internacional, de lo que es y lo que no es aplicable a Chile, y sus posibles interpretaciones y adecuaciones en su normativa.

Incluyo como ejemplo la normativa que obliga a los generadores a que parte de los retiros que se hagan del sistema (SIC o SING) que parte de estos provenga de energías renovables. Recordemos que según la ley hasta el 2014 debe ser al menos un 5%.



Sin embargo, según mi experiencia no es la empresa generadora quien cubre estos costos extra (la energía renovable por su naturaleza es más costosa económicamente), sino que son traspasado siempre y cuando la ley lo permita a los consumidores de esta energía, recordemos también que en Chile existen dos grandes grupos de energía eléctrica los regulados y los libres. Los clientes libres tienen el derecho de ingresar al mercado eléctrico sin el respaldo del gobierno ya que por sus consumos se entiende que ellos son capaces de negociar con las generadoras para establecer contrato que beneficie a ambas partes.

Por lo anterior, es necesario que las leyes de energías renovables que se generen de aquí en adelante sean más claras y concisas, debido a que en Chile estas tienen un grado de complejidad demasiado alto lo cual genera que no cualquier persona natural o jurídica, comprenda las leyes y normativas vigentes en Chile. Volviendo al ejemplo de la energía fotovoltaica domiciliaria, en la normativa española por más cambios que esta haya sufrido siempre se ha entregado en un solo documento las especificaciones que esta debe cumplir y las formas de comercializar la energía. En Chile, la actual ley es confusa en ese sentido debido a que por ejemplo, en este caso de los PMGD (Pequeños medios de generación distribuidos, según la normativa chilena), no tienen límites inferiores según la ley, pero no existen normativas asociadas a la conexión de estos en BT, lo cual, genera un alto grado de incertidumbre.

Por el contrario, en la normativa española, en el caso de los Sistemas Fotovoltaicos On-Grid, es extremadamente clara en lo permitido y lo no permitido, generando un ambiente de seriedad al respecto, ya que cualquier persona natural puede entender esta normativa e ingresar al mercado de generación de energía renovable, la única crítica que puedo hacer sobre la normativa española es su alta inestabilidad, debido a que en muy corto tiempo estas normativas cambian su norte, cambiando los mecanismo de incentivos de forma repentina lo cual genera que quienes estén interesado en ingresar a este mercado vean riesgos, los cuales merman las evaluaciones económicas que estos realizan, pudiendo incluso en los casos más extremos hacer que un proyecto deje de ser económicamente atractivo y no se ejecute.

Según lo anterior, no existe un modelo único para el incentivo en la generación de energías renovables, sino que debe ser estudiando individualmente tomando en cuenta tanto la legislación existente hasta la idiosincrasia de cada

cultura, de esta manera se podrán obtener los mejores resultados a un costo económico y social en un mínimo optimizado según las variables que en este caso intervienen en el desarrollo de inserción de energías no contaminantes.

Finalmente la normativa Chilena que exige a los generadores la inyección de un porcentaje variable de energía proveniente de fuentes renovables, no pasa de ser una declaración de buena fe. Lo anterior debido a que no se incentiva en forma suficiente y las multas que son aplicadas al momento de no cumplir la normativa son bajísimas. Esta situación fue conversada en un taller con uno de los generadores más importantes de Chile, el cual también tiene participación en España. Presentada esta situación y considerando los altos costos de las ERNC en Chile, se nos informo que ENDESA cumple esta normativa no por los incentivos o las multas, si no por el simple hecho de cumplir con la normativa, es decir, la empresa por su seriedad y trayectoria y seriedad se obliga a si misma a cumplir no importando la evaluación económica de esta. Por otro lado se nos comento que generadores más pequeños, tales como generadores con combustibles fósiles es más difícil que cumplan este tipo de normativas por que no tiene desarrolladas políticas de responsabilidad social o debido a que simplemente les es más rentable pagar una ínfima multa que invertir en ERNC.

8.2 CONCLUSIONES

El actual gobierno de la República de Chile, contempla como objetivo frente a la crisis de abastecimiento energético diversificar y ampliar la matriz energética nacional a partir del año 2010, el 15% de la nueva capacidad instalada de la matriz energética nacional la aportará las energías renovables no convencionales, que hoy representan menos del 5%

Efectuando un análisis final de la Legislación Chilena tratada en esta investigación, el problema consiste en que la actual legislación eléctrica decretó con fuerza de Ley numero uno modificado por las leyes numero 19.040 y 20.018, resulta ser insuficiente para cumplir la meta antes indicada, por cuanto no consideran ningún tipo de beneficio o subsidio para fomentar las energías renovables, lo que ha motivado a la comisión nacional de energía que esté estudiando la elaboración de un proyecto de ley, siendo un buen referente a imitar por la comisión nacional de energía de España, tratada en esta investigación, que entrega a los inversionistas normas claras otorgando a los productores de energía eléctrica con fuentes de energía renovables no convencionales, la facultad de percibir una retribución pro venta de energía, estableciendo un régimen económico duradero que permite el fomento de las energías renovables y un reglamento que da cuenta de importantes instrumentos destinados a beneficiar y tender al desarrollo de las energías renovables, como es el establecimiento de una tarifa regulada y un incentivo.

Lo anterior contribuirá a que la meta del gobierno de Chile en orden a diversificar y ampliar su matriz energética se cumpla y también a que se haga realidad el interés de empresas internacionales en invertir en el país como las

norteamericanas Geothermex y Ormat que están afinando proyectos para desembarcar en Chile.

Sin perjuicio de la escasa Legislación Chilena resulta ser un buen instrumento económico de fomento de las energías renovables la venta de bonos de carbón, a países desarrollados y el mecanismo de desarrollo limpio establecido en el protocolo de Kioto. La ventaja para las compañías Chilenas, es que no tienen obligación de reducir sus emisiones, esto radica en que dentro de las alternativas que tienen los países más industrializados para disminuir las emisiones, es que lo pueden hacer fuera de sus fronteras, financiando la producción de energías limpias de países en desarrollo como es el caso de Chile, este punto representa una gran oportunidad para las empresas del país, ya que la ubicación de proyectos en naciones en desarrollo los hace más rentable y económicamente más atractivos, con los que se aseguran una mayor cantidad de negocios.

A las empresas locales se les abre un importante mercado, ya que Japón debe reducir sus emisiones en 8,5% (1,2 millón de toneladas métricas de CO₂), estimándose que comprara 95% de las restricciones a través de MDL. Alemania, en tanto, debe reducir 7,4% (más de un millón de toneladas métricas), siendo el país con mayor capacidad potencial de negocios para las empresas chilenas, ya que se ven obligados a reducir GEI a través de MDL.

El interés que se ha generado por la reducción de emisiones en el mundo motivo a Canadá, Japón y nueve estados de EEUU. Estén promoviendo sus propias reducciones de CO₂.

El país tiene una oportunidad de negocios con energías limpias ya que los proyectos se ejecutan con cargo a los créditos de carbón que deben pagar las compañías de los países desarrollados y, además, queda una rentabilidad par los promotores de proyectos.

IX. - BIBLIOGRAFIA

INTERNET

Páginas Chilenas:

- Comisión Nacional de Energía Chile
http://www.cne.cl/fuentes_energeticas/f_primarias.html
- Biblioteca del Congreso Nacional de Chile
<http://www.bcn.cl/>
- Comisión Nacional del Medio Ambiente Chile
<http://www.conama.cl/>
- Superintendencia de electricidad y combustibles Chile
<http://www.sec.cl/>

Páginas Españolas:

- Noticias relacionadas con el derecho, España
<http://www.noticiasjuridicas.com>
- Legislación Española
<http://www.derecho.com/legislacion/>
- Selección de legislación española, ordenada por materias. Sección en constante ampliación e incorporación de nuevos textos legales
<http://www.jurisweb.com/legislacion/index.htm>
- Legislación y normas técnicas, España
<http://es.osha.europa.eu/legislation/>

ENTREVISTA

- Sr. Cesar Contreras Sacre
Gerente de Desarrollo Corporativo Empresa Gasco.

PAPERS

- **Arthur D Little.** El papel de la generación fotovoltaica en España. Madrid, Noviembre de 2007.
- **Baumgartner, Josip.** Cálculo y selección de tarifas eléctricas. Chile, 2007.
- **Luna, Rafael.** Diseño de planta solar fotovoltaica con conexión a red. Universidad Pontificia Comillas, Madrid, Septiembre 2007.
- **MacLellan, Ian.** The photovoltaic industry in Germany: the world's strongest PV cluster. Alemania, 2007.
- **Maedl, Marcus.** The German FIT for renewable Energy. Renewable Energy World. Alemania, 2007.
- **Office of Clean Energy.** New Jersey renewable energy solar market transition. Nueva Jersey, Estados Unidos. Agosto de 2007.
- **Pontt, Jorge.** et al. Contribución potencial de energías renovables no convencionales ERNC al Sic año 2025. Chile, Universidad Técnico Federico Santa María, 24 de Julio de 2008.
- **Sol de Hogar.** Estudio instalación solar fotovoltaica para conexión a la red España, sin fecha.
- **Stein, Christof.** The experience of Germany on photovoltaic incentives. Roma, Octubre de 2004.

- **Stryi-Hipp, Gerhard.** Experience with the German Performance-Based incentive program. German solar industry association BSI, Alemania Octubre 2004.
- **Summit Blue Consulting.** An analysis of potential ratepayer impact of alternatives for transitioning of the New Jersey Solar Market from rebates to market-based incentives. Nueva Jersey, abril 2007.

TRABAJOS PRESENTADOS EN CONGRESOS

- **Asesorías e Inversiones VALGESTA LTDA.** Evaluación económica de los beneficios de las modificaciones a la Ley de Servicios Eléctricos para proyectos de generación con fuentes de ERNC. En: Primer encuentro internacional de Energías Renovables en Chile, Santiago, Chile, Octubre 2006.
- **Hugh Rudnick.** Licitaciones de contratos de abastecimiento eléctrico en América Latina. En: Seminario internacional: Subastas reguladas de energía en mercados eléctricos. San Salvador, El salvador, 9 Noviembre de 2007.
- **Muñoz, Rubén.** Modificaciones a la Ley eléctrica y perspectivas en el mercado eléctrico para Energías Renovables No convencionales. En: Seminario: Concurso de apoyo a proyectos de Energías Renovables No Convencionales CORFO-CNE. Iquique, Chile, Noviembre de 2006.

ARTICULOS DE REVISTAS

- **Ramírez Claudia.** Nuevos conceptos energéticos en la construcción: alternativas eficientes. BIT Corporación de desarrollo tecnológico cámara chilena de la construcción, Numero 57: pagina 18, Noviembre de 2007.

LEYES Y DECRETOS CHILENOS

- Decreto con Fuerza de Ley N° 4. Ley General de Servicios Eléctricos. Ministerio de Minería. Diario Oficial de la República de Chile, 5 de Febrero de 2007.
- Decreto N° 244. Reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos. Ministerio de Economía. Diario Oficial de la República de Chile, 17 de Enero de 2006.
- Ley N° 19.940. Regula sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica la Ley General de Servicios Eléctricos. Diario Oficial de la República de Chile, 13 de Marzo de 2004
- Ley N° 20.018. Modifica el marco normativo del sector eléctrico. Diario Oficial de la República de Chile, 19 de Mayo de 2005.
- Ley N° 20.257. Introduce modificaciones a la Ley General de Servicios eléctricos respecto de la generación de energía, eléctrica con fuentes de Energías Renovables No Convencionales. Diario Oficial de la República de Chile, 01 de Abril de 2008.

Libros

- Chain Nasar. Criterios de evaluación de proyectos: Como medir la rentabilidad de la inversiones, Madrid, McGraw Hill, 1993.
- Chain Nasar. et al. Preparación y evaluación de proyectos. 3ed, Bogotá, McGraw Hill, 1995.
- Kotler, Philip. Dirección de mercadotecnia, 8ed., México, Prentice Hall, 1996.
- Porter, Michael. Estrategia competitiva, México, CECSA, 1982.
- Alejandro Vergara Blanco, Derecho Eléctrico,
- Eugenio Evans Espiñeira, Derecho Eléctrico”

TESIS

- **Cárcamo Pablo. et al. Implementación y puesta en marcha de un sistema fotovoltaico. Trabajo para optar al título de ingeniero de ejecución electrónica. Profesor guía: Cristian Pesce González. Temuco, Universidad de la Frontera, 2007.**
- **Nofuente, Gustavo. Contribución al desarrollo de aplicaciones fotovoltaicas en edificios. Tesis doctoral, profesor ponente: Eduardo Lorenzo. Jaén, España, Julio de 2000.**

INVESTIGACIONES PRESENTADAS EN CONGRESOS

- **Asesorías e Inversiones VALGESTA LTDA.** Evaluación económica de los beneficios de las modificaciones a la Ley de Servicios Eléctricos para proyectos de generación con fuentes de ERNC. En: Primer encuentro internacional de Energías Renovables en Chile, Santiago, Chile, Octubre 2006.
- **Hugh Rudnick.** Licitaciones de contratos de abastecimiento eléctrico en América Latina. En: Seminario internacional: Subastas reguladas de energía en mercados eléctricos. San Salvador, El salvador, 9 Noviembre de 2007.
- **Muñoz, Rubén.** Modificaciones a la Ley eléctrica y perspectivas en el mercado eléctrico para Energías Renovables No convencionales. En: Seminario: Concurso de apoyo a proyectos de Energías Renovables No Convencionales CORFO-CNE. Iquique, Chile, Noviembre de 2006.

X.- ANEXOS

ANEXO 1:

Categorías de actividades e instalaciones contempladas en el artículo 2:

1.- Instalaciones de combustión.

1.1 Instalaciones de combustión con una potencia térmica de combustión superiora 50 MW.

a) Instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen ordinario o en régimen especial, en las que se produzca la combustión de combustibles fósiles, residuos o biomasa.

Comentario

Resulta de vital importancia para el fomento de la producción de energías renovables los principios informados consistentes en la utilización eficiente de los recursos naturales y que el proceso productivo desde su inicio hasta el final sea resguardando la protección del medio ambiente aunque sea de manera satisfactoria.

ANEXO 2.

Listado de instalaciones.

El Plan nacional de asignación de derechos de emisión, es una pieza central en el sistema comunitario de comercio de derechos de emisión. Constituye el marco de referencia, vigente solamente para cada uno de los períodos de tres y cinco años establecidos en el artículo 15 del Real Decreto-ley 5/2004, de 27 de agosto, por el que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, en el que se determina el número total de derechos de emisión que se asignarán en cada período, así como el procedimiento aplicable para su asignación. El artículo 17 de aquel, de acuerdo con el anexo III de la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de octubre de 2003, por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad y por la que se modifica la Directiva 96/61/CE, establece los criterios de asignación que debe observar el plan nacional, basado en criterios objetivos y transparentes, además teniendo asimismo en cuenta las alegaciones efectuadas a través de los pertinentes cauces de información pública.

El número de derechos que se asigna debe ser coherente con los compromisos internacionales en materia de emisiones de gases de efecto invernadero, asumidos por España, la contribución de las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación al total de las emisiones nacionales, las previsiones de emisión tendencial y de producción de todos los sectores incluidos en el anexo. El plan establece la metodología de asignación individual que, en todo caso, deberá evitar la generación de diferencias injustificadas que supongan una posición de ventaja entre sectores de actividad o entre instalaciones incluidas en una misma actividad. Es asimismo coherente con las posibilidades técnicas y económicas de reducción de cada sector y tiene en cuenta las previsiones de evolución.

El plan incluye también una reserva para nuevos entrantes y la metodología aplicable para la asignación de los derechos incluidos en dicha reserva.

La reserva para nuevos entrantes, está integrada por el conjunto de derechos que el plan reserva inicialmente a las instalaciones cuya entrada en funcionamiento o ampliación está prevista para el período de vigencia del plan, así como los derechos previamente asignados pero no transferidos a la cuenta de haberes de los titulares de instalaciones, cuya autorización de emisión quede extinguida por alguna de las causas previstas en el artículo 7. En el supuesto de que al final del período exista un remanente, este podrá ser enajenado con arreglo a lo dispuesto en

la Ley 33/2003, de 3 de noviembre, del Patrimonio de las Administraciones Públicas.

El Plan nacional de asignación vigente para el período 2005-2007, decide una asignación de 172,31 millones de derechos en promedio anual entre los sectores incluidos en el ámbito de aplicación del Real Decreto-ley 5/2004, de 27 de agosto, incluyendo las cogeneraciones no asociadas a procesos industriales contemplados en el anexo I, establece la metodología de asignación individual en el nivel de instalación y determina la cantidad de derechos correspondientes a la reserva de nuevos entrantes, así como su sistema de asignación.

Estas decisiones son coherentes con el objetivo establecido por el Gobierno, que las emisiones de España en el período 2005-2007 se estabilicen en la media de las emisiones de los tres últimos años disponibles (2000-2002).

El esfuerzo de reducción adicional necesario para cumplir con el artículo 9.1 y el anexo III de la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de octubre de 2003, tendrá lugar en el período 2008-2012. Al final de dicho período, las emisiones no deberían sobrepasar un 24 % más de las emisiones del año 1990, teniendo en cuenta que esta cifra se alcanza sumando el objetivo de limitación del Protocolo de Kioto (15%), a la estimación de absorción por sumideros (un máximo de un dos por ciento) y los créditos que se puedan obtener en el mercado internacional (7%).

De este modo, el Plan nacional de asignación para el período 2005-2007 mantiene un reparto del esfuerzo entre los sectores incluidos en el ámbito de aplicación del Real Decreto-ley 5/2004, de 27 de agosto, y los no incluidos de modo proporcional a la situación actual en el total nacional de emisiones entre los sectores incluidos (40 %) y los no incluidos (60 %). Ello supone para las emisiones globales del país, incluyendo los sectores incluidos y los no incluidos, un objetivo de 400,7 MT de CO₂ equivalente en promedio anual para 2005-2007, con una reducción de aproximadamente el 0,2 % respecto a las emisiones 2002 (401,34 MT).

Este Real Decreto se dicta al amparo de las competencias estatales en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y en materia de legislación básica sobre protección del medio ambiente previstas en el artículo 149.1.13 y 23 de la Constitución, respectivamente.

ANEXO 3:

PLAN NACIONAL DE ASIGNACIÓN DE DERECHOS DE EMISIÓN 2005-2007.

La Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de octubre de 2003, que establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero (GEI) en la Comunidad y por la que se modifica la Directiva 96/61/CE del Consejo, establece un *régimen comunitario* de comercio de derechos de emisión, a fin de fomentar reducciones de las emisiones de estos gases de una forma eficaz en relación con el coste y económicamente eficiente.

El artículo 9 de la Directiva 2003/87/CE establece que, para cada período contemplado en los apartados 1 y 2 del artículo 11 de la misma, es decir, para el período de tres años que comenzará el 1 de enero de 2005, para el período de cinco años que comenzará el 1 de enero de 2008 y para cada período de cinco años subsiguiente, cada Estado miembro elaborará un plan nacional de asignación (PNA) que determinará la cantidad total de derechos de emisión que prevé asignar durante dicho período y el procedimiento de asignación. El plan se basará en criterios objetivos y transparentes, incluidos los enumerados en el anexo III de la directiva y las orientaciones de la Comisión para la aplicación de dichos criterios presentados en enero de 2004, teniendo en cuenta las observaciones del público.

El PNA 2005-2007, debe constituir un paso significativo hacia el cumplimiento del protocolo de Kioto, pero preservando la competitividad y el empleo de la economía española. Ello significa identificar las oportunidades más eficientes de reducción de gases de efecto invernadero en la industria, e iniciar su materialización en un esfuerzo que se intensificará en 2008-2012. Por otra parte, el cumplimiento del Protocolo de Kioto y el PNA 2005-2007, debe minimizar los efectos sociales potencialmente adversos y en particular los que se refieren al empleo. Los mecanismos de flexibilidad del Protocolo de Kioto permiten a los Estados con compromisos de limitación de emisiones cumplir parte de los mismos mediante reducciones de emisiones producidas en terceros países. España recurrirá a dichos mecanismos para el cumplimiento de su compromiso.

El PNA incluye una lista preliminar de instalaciones afectadas. Dicha lista sólo será definitiva una vez haya concluido el procedimiento establecido por la ley para la asignación de derechos a las instalaciones.

La elaboración del PNA ha estado a cargo del Grupo Interministerial de Cambio Climático (GICC), constituido en mayo de 2004 por acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos e integrado por representantes con rango de secretario de Estado o de secretario general y directores generales. El GICC está presidido por el Secretario de Estado de Economía del Ministerio de Economía y Hacienda. Su secretario es el Secretario General para la Prevención de la Contaminación y del Cambio Climático, del Ministerio de Medio Ambiente, forman parte del GICC todos los departamentos ministeriales competentes, con presencia permanente, en particular en todas las reuniones del grupo, de los representantes de las siguientes áreas:

- Ministerio de Economía y Hacienda: Secretaría de Estado de Economía. Dirección General de Política Económica. Dirección General de Tributos.
- Oficina Económica del Presidente del Gobierno. Departamento de Sociedad del Bienestar.
- Ministerio de Fomento: Secretaría General de Transportes.
- Ministerio de Industria, Turismo y Comercio: Secretaría General de Energía. Secretaría General de Industria, Dirección General de Política Energética y Minas. Dirección General de Desarrollo Industrial. Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía (IDAE).
- Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales: Dirección General de Trabajo.
- Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación: Secretaría General de Agricultura.
- Ministerio de Medio Ambiente: Secretaría General para la Prevención de la Contaminación y del Cambio Climático. Oficina Española de Cambio Climático.
- Ministerio de Vivienda: Dirección General de Arquitectura y Política de Vivienda.

El GICC ha analizado las hipótesis de trabajo elaboradas por los expertos, en temas horizontales implicados por cada uno de los apartados del PNA, que ha sido diseñado de conformidad con el anexo III de la directiva y las orientaciones de la Comisión para la aplicación de los criterios del citado anexo en la preparación del PNA.

Desde 2002, se ha venido trabajando con los sectores industriales en la identificación de políticas y medidas para la mitigación del cambio climático, se han recabado los datos disponibles y las características de cada uno de los sectores incluidos en la directiva y los no incluidos. Durante el segundo semestre de 2003 y primer trimestre de 2004, diversos grupos preparatorios ad hoc interministeriales,

presididos por el Ministerio de Economía y con secretariado en el Ministerio de Medio Ambiente a través de la Oficina Española de Cambio Climático, recabaron información de los sectores afectados por la directiva para su posterior análisis. Toda esa documentación ha servido de base para la realización de los posteriores trabajos, conducentes a la toma de decisiones en relación con la asignación inicial de derechos de emisión.

El GICC, una vez revisada toda la labor preparatoria de los grupos interministeriales y consultas de la Administración a sectores y agentes, en particular la desarrollada en el último trimestre de 2003 y primer semestre de 2004, y una vez ha efectuado el análisis de métodos de asignación por sectores y actividades, preparó una propuesta de criterios para la elaboración del PNA que fue aprobada por la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos en su reunión del 17 de junio de 2004. El 7 de julio de 2004 fue presentada la propuesta de plan por los Ministros de Medio Ambiente y de Industria, Turismo y Comercio. A partir del día 8 de julio, dicha propuesta se sometió a información pública, como se detalla más adelante.

En la preparación del PNA y en los trabajos previos de integración de los datos recabados, se han tenido en cuenta las indicaciones de los operadores, departamentos competentes y grupos de interés afectados por el plan.

ANEXO 4:

Radiación Solar En Chile

TABLA A

IRRADIACION GLOBAL MENSUAL Y ANUAL, EN PLANO HORIZONTAL, PARA DISTINTAS LOCALIDADES DE CHILE CON UNIDADES MJ/m²

LOCALIDAD	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
I Región													
PARINACOTA	595,5	501,6	569,3	578,4	535,4	476,9	514,4	593,7	655,5	741,9	728,5	667,0	7158,2
MURMUNTANE	689,8	504,8	627,8	625,9	554,4	467,0	528,0	585,0	660,3	788,1	788,3	780,2	7619,5
ARICA	657,6	593,6	598,1	458,1	395,6	323,5	308,0	391,2	457,4	577,2	617,4	652,4	6030,3
IQUIQUE	727,8	644,5	605,1	477,7	384,7	313,6	308,3	364,9	447,8	570,1	646,7	749,3	6240,4
PICA	758,7	662,1	682,7	572,9	515,8	444,2	476,0	581,0	649,4	769,8	792,7	822,2	7727,4
II Región													
QUILLAGUA	696,6	618,8	650,4	516,2	458,1	371,5	418,1	518,9	591,8	718,6	709,9	757,4	7026,4
PARSHALL-2	752,1	663,4	697,8	578,3	535,3	467,7	509,5	599,5	696,5	799,2	834,0	873,2	8006,3
TOCOPILLA	604,0	540,8	499,5	420,8	352,9	281,5	261,3	372,7	479,2	598,0	586,9	623,2	5620,5
CHUQUICAMATA	858,4	648,2	675,7	555,0	460,9	431,9	469,4	639,8	628,4	772,3	809,7	856,7	7806,5
EL TATIO	733,9	663,0	789,1	637,2	574,8	484,2	581,8	664,1	732,5	889,0	887,4	877,6	8514,3
COYA SUR	798,9	668,9	663,3	560,6	448,8	398,5	460,1	536,9	627,2	739,3	752,1	808,8	7463,4
CALAMA	841,6	716,0	710,9	578,3	525,4	450,0	502,1	612,3	669,1	821,8	851,4	899,3	8178,1
SAN PEDRO DE ATACAMA	809,8	673,5	734,7	602,6	497,0	451,3	495,8	575,5	691,2	810,0	859,6	898,3	8099,4
ANTOFAGASTA	739,0	618,5	627,7	483,2	368,8	336,2	369,2	433,4	524,3	653,4	710,8	772,3	6636,6
TALTAL	728,3	579,8	533,0	432,7	347,7	340,9	326,2	370,7	456,8	602,8	624,2	763,1	6106,2
EL SALVADOR	876,7	731,6	711,4	558,4	426,7	382,2	442,1	511,3	639,1	793,1	812,0	876,4	7760,9
III Región													
POTRERILLOS	898,2	744,0	725,5	575,4	463,1	368,8	439,1	553,5	641,2	806,2	880,2	956,9	8052,0
CHAÑARAL	665,2	567,0	504,0	392,4	312,2	278,6	317,6	362,4	441,2	540,5	594,8	717,0	5693,0
CALDERA	662,4	591,9	527,2	413,0	287,5	229,7	300,4	363,3	435,1	584,9	627,7	687,7	5710,7
COPIAPO	761,9	641,1	601,2	452,5	365,5	314,1	362,1	443,0	538,1	695,2	735,3	791,9	6702,0
LAUTARO	841,9	713,3	709,5	501,3	415,1	376,9	397,6	451,8	646,7	750,9	821,3	872,9	7499,2
VALLÉNAR	741,5	626,6	577,1	405,4	323,1	227,1	324,9	380,7	477,9	621,7	691,1	745,3	6142,4
IV Región													
LA SERENA	726,8	610,4	467,7	333,1	288,7	257,9	262,6	324,1	413,6	530,8	603,6	730,4	5549,5
OVALLE	778,8	629,6	587,1	404,2	314,0	257,9	269,9	355,3	446,3	647,2	706,0	797,2	6193,3
LA PALOMA	831,4	692,4	638,7	454,8	325,4	248,4	301,9	405,2	556,8	673,5	754,0	847,1	6729,7
LOS MOLLES	916,3	745,7	704,2	537,9	377,3	279,0	322,9	465,3	603,0	730,9	825,4	929,1	7437,1
LA TRANQUILLA	836,2	699,4	609,9	445,5	312,0	234,6	267,8	364,7	604,1	689,8	736,8	870,8	6671,7
V Región													
EL YESO	791,3	639,0	584,0	425,2	290,9	212,6	263,6	356,0	514,3	627,2	687,2	788,5	6179,8
ISLA DE PASCUA	631,3	515,9	497,5	376,8	314,9	245,4	296,9	362,4	483,9	574,5	606,4	634,9	5540,8
QUILLOTA	680,7	560,7	477,1	304,8	228,2	194,1	199,1	299,7	364,0	512,5	597,1	680,3	5098,2
EL OLIVAR	671,1	521,0	482,5	306,8	201,8	176,3	206,3	283,9	348,0	482,1	608,3	680,2	4968,2
VALPARAISO	680,9	528,8	467,4	310,7	218,7	175,5	199,5	293,3	397,4	521,7	616,4	678,3	5088,8
EL BELLOTO	578,3	458,5	452,5	349,4	268,0	203,2	278,7	339,9	448,3	449,9	594,0	620,3	5041,0
LLIU LLIU	756,7	585,8	558,5	382,7	271,5	215,4	231,7	325,8	421,6	551,1	627,0	746,2	5676,1
Región Metropolitana													
PUDAHUEL	781,1	599,8	547,5	366,1	234,5	179,9	222,3	340,9	429,6	571,1	712,0	808,5	5793,4
CERRO CALAN	772,6	634,9	535,8	367,5	248,2	195,6	183,0	272,2	398,0	503,0	635,8	751,5	5498,0
STGO. (EDIFICIO)	729,1	564,2	511,8	320,0	201,6	171,6	172,5	261,7	364,7	519,8	597,1	708,1	5122,2
STGO. TOBALABA	695,1	583,1	460,0	345,8	249,6	186,8	223,1	300,6	403,7	524,1	650,5	735,1	5357,4
STGO. QUINTA NORMAL	715,1	571,7	472,1	322,7	200,5	142,3	175,2	253,0	362,7	499,0	628,0	719,7	5062,0

CONDICIONES DE LAS ENERGIAS RENOVABLES PARA GENERACION ELECTRICA EN CHILE Y ESPAÑA PERIODO 2004 A 2009.

LOCALIDAD	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
STGO. BANDERA	719,6	587,9	509,6	338,7	235,3	176,2	183,1	297,1	382,1	510,8	632,5	727,7	5300,6
STGO. EL BOSQUE	711,7	595,5	532,3	363,9	258,6	184,9	225,7	321,3	433,4	558,9	648,0	687,3	5521,4
PIRQUE	839,0	592,0	548,1	381,2	239,7	207,4	211,3	320,2	405,1	555,3	711,0	897,2	5907,5
SAN JOSE DE MAIPO	685,5	577,1	471,4	356,6	227,2	147,3	179,5	288,9	423,1	543,5	618,8	712,3	5231,3
LAS MELOSAS	741,7	588,1	523,5	369,6	238,4	174,5	239,0	329,3	416,2	569,8	689,3	767,0	5646,4
VI Región													
CENTRAL RAPEL	772,7	612,7	545,8	381,8	251,3	197,1	224,4	324,2	438,3	572,5	672,3	756,3	5749,7
PTE ARQUEADO	771,5	615,8	531,8	355,2	229,2	181,5	210,3	308,0	422,6	574,8	672,8	757,1	5630,7
RENGO	821,4	644,5	558,0	401,4	264,1	175,6	219,4	302,6	430,1	559,8	737,5	819,4	5933,8
POPETA	781,7	628,2	552,0	364,5	225,7	154,9	201,7	298,2	405,7	520,3	701,2	807,5	5441,6
SAN FERNANDO	758,7	587,5	516,9	333,3	193,0	156,6	192,5	281,4	384,7	539,8	640,8	750,4	5335,7
CONVENTO VIEJO	761,5	527,9	475,6	323,4	191,5	124,2	184,1	233,3	435,3	570,7	685,3	712,7	5225,5
VII Región													
COLORADO	782,8	605,8	501,5	369,4	185,6	159,0	210,3	287,2	365,2	576,7	677,2	765,6	5486,5
ARMERILLO	795,5	617,8	545,3	358,6	226,0	168,8	196,5	295,0	421,1	575,5	679,9	785,7	5665,7
LAG. INVERNADA	774,6	613,5	546,2	369,4	231,2	177,1	207,9	299,6	434,1	571,9	674,8	747,0	5647,4
VIII Región													
TALCAHUANO	759,1	519,4	526,9	247,2	216,9	148,6	181,3	290,0	434,8	563,6	634,4	718,4	5240,6
CONCEPCION	761,8	582,1	510,2	340,0	214,0	142,1	186,5	289,7	407,6	572,0	676,0	740,8	5422,9
POLCURA	689,1	531,2	467,7	303,8	173,5	129,7	154,6	230,8	358,0	489,1	599,2	662,4	4789,1
LAGO LAJA	787,5	621,5	553,3	367,3	199,8	156,4	195,1	309,2	473,3	598,0	719,9	744,5	5725,8
IX Región													
COLLIPULLI	693,3	541,1	466,0	311,4	183,8	114,2	136,0	232,6	354,4	504,1	604,9	687,6	4829,3
LONQUIMAY	799,6	606,0	533,5	353,4	234,7	167,3	192,0	179,9	446,1	563,7	717,7	762,2	5556,1
PTO SAAVEDRA	594,6	412,1	370,4	220,3	114,0	87,3	86,3	150,3	244,0	412,2	588,4	642,4	3922,4
PUCON	651,2	489,5	432,5	283,7	157,6	119,9	127,6	216,5	299,4	475,6	576,3	621,2	4451,1
X Región													
PULLINQUE	593,4	446,6	379,9	235,2	113,3	95,8	110,8	186,4	304,1	430,9	515,0	602,3	4013,9
HUILO HUILO	632,0	513,9	443,8	262,4	136,7	101,4	115,1	205,9	303,7	457,2	561,1	645,2	4378,3
LAGO CHAPO	538,3	443,3	367,6	234,5	117,5	89,7	103,7	169,1	265,8	380,2	467,5	560,9	3737,9
ISLA GUAFO	497,0	362,9	322,9	143,9	74,1	45,8	37,0	79,8	232,5	387,8	448,5	575,3	3207,6
ALTO PALENA	669,5	531,0	425,6	261,5	139,4	108,6	123,8	216,0	348,7	523,6	632,3	684,7	4664,8
XI Región													
BALMACEDA	576,4	440,2	354,9	219,4	124,7	104,5	124,6	186,8	309,4	464,6	529,9	624,3	4059,7
COYHAIQUE	568,5	428,4	343,2	235,2	120,6	111,8	121,2	207,0	324,2	462,0	539,2	618,0	4079,3
PUERTO AYSEN	543,7	410,1	329,8	200,5	119,9	95,0	99,2	176,8	293,5	432,6	498,4	586,7	3786,2
XII Región													
CABO RAPER	386,3	251,6	229,5	137,3	98,5	95,6	83,5	134,0	225,6	342,8	341,0	477,8	2803,4
COLONIA BACKER	599,9	467,2	386,7	209,5	125,4	86,2	101,2	182,4	313,9	498,2	584,2	654,7	4209,4
FARO EVANGELIS	422,2	251,7	219,0	111,2	64,3	42,8	71,1	102,7	176,7	297,1	401,8	361,2	2521,9
PUNTA ARENAS	575,3	412,4	324,1	173,7	90,5	47,1	66,1	134,6	246,6	386,7	570,6	607,3	3634,9
PTO WILLIAMS	428,9	310,6	245,1	126,9	63,2	34,4	51,8	110,6	222,2	354,6	468,4	486,1	2902,6
Territorio Antártico													
BASE FREI MONTALVA	271,2	192,1	109,7	68,5	27,0	9,8	17,1	72,7	173,5	331,8	443,0	493,1	2209,3
BASE AGUIRRE CERDA	480,4	286,3	159,8	65,3	18,2	9,2	13,8	57,9	164,9	330,3	475,1	498,2	2559,4

Tabla A1: Irradiación solar en Chile

ANEXO 5:

Estadísticas de sistemas interconectados

Estadísticas Sistemas Nacionales (Chile Continental)

Cuadro estadístico anual de producción de energía y demanda máxima, por sistema.

Sistema	Generación Bruta 2008				Demanda Máxima (MW)
	Térmico (GWh)	Hidráulico (GWh)	Eólico (GWh)	Total (GWh)	
SING	14.434,6	67,8	0,0	14.502,4	1.897,0
SIC	18.281,5	23.556,6	30,8	41.869,0	6.147,1
Aysén	29,4	85,2	7,5	122,2	20,4
Magallanes *	246,5	0,0	0,0	246,5	44,4
Total Nacional	32.992,0	23.709,6	38,4	56.740,0	

Cuadro estadístico anual de potencia instalada por sistema, según tipo de combustible, al 31 de diciembre de 2008.

Sistema	Potencia Instalada Según Tipo de Combustible						
	Térmico				Hidráulico		Eólico (MW)
	Carbón (MW)	Petróleo (MW)	Gas (MW)	Otros (MW)	Pasada (MW)	Embalse (MW)	
SING	1.213,7	271,8	2.111,7	0,0	12,8	0,0	0,0
SIC	917,7	898,1	2.748,1	32,4	1.571,2	3.725,0	18,2
Aysén	0,0	20,6	0,0	0,0	6,6	11,0	2,0
Magallanes *	0,0	11,2	84,5	0,0	0,0	0,0	0,0
Total Nacional	2.131,4	1.201,6	4.944,3	32,4	1.590,6	3.736,0	20,2

Sistema	Potencia Instalada Total			Total Sistema (MW)
	Térmico (MW)	Hidráulico (MW)	Eólico (MW)	
SING	3.597,2	12,8	0,0	3.610,0
SIC	4.596,3	5.296,2	18,2	9.910,7
Aysén	20,6	17,6	2,0	40,2
Magallanes *	95,7	0,0	0,0	95,7
Total Nacional	8.309,7	5.326,6	20,2	13.656,5

Cuadro estadístico anual de ventas y cobertura, por sistema eléctrico, al 31 de diciembre de 2008.

Sistema	Ventas a Clientes		Total Ventas (GWh)	Cobertura Poblacional	
	Regulados (GWh)	Industriales (GWh)		Población	%
SING	1.386,8	11.832,4	13.219,2	1.038.399	6,19%
SIC	28.054,5	11.525,7	39.580,3	15.464.865	92,25%
Aysén	102,0	0,0	102,0	102.632	0,61%
Magallanes *	214,7	0,0	214,7	157.574	0,94%
Total Nacional	29.758,0	23.358,1	53.116,2	16.763.470	100,00%

* Información representa el consolidado de los tres subsistemas que conforman el Sistema de Magallanes (subsistema Punta Arenas, subsistema Puerto Natales y subsistema Puerto Porvenir)

Tabla A2: Estadísticas demanda y consumos de energía.

ANEXO 6:

Experiencia Española en la industria fotovoltaica

El desarrollo de la industria de la energía fotovoltaica en España ha sido realmente notable desde la publicación de normativa específica que fomenta la producción de este tipo de energías. Básicamente España considera que la energía fotovoltaica es un pilar fundamental para lograr el objetivo propuesto por la unión Europea de cubrir parte de sus consumos totales con energías limpias.

Según proyecciones de la Asociación de la Industria Fotovoltaica ASIF y asociación de productores de energías renovables quienes considerando un fuerte crecimiento de la demanda de energía en España, llegan a determinar que una cobertura sostenible de la demanda en 2020 podría requerir unos 20GW de potencia solar fotovoltaica.

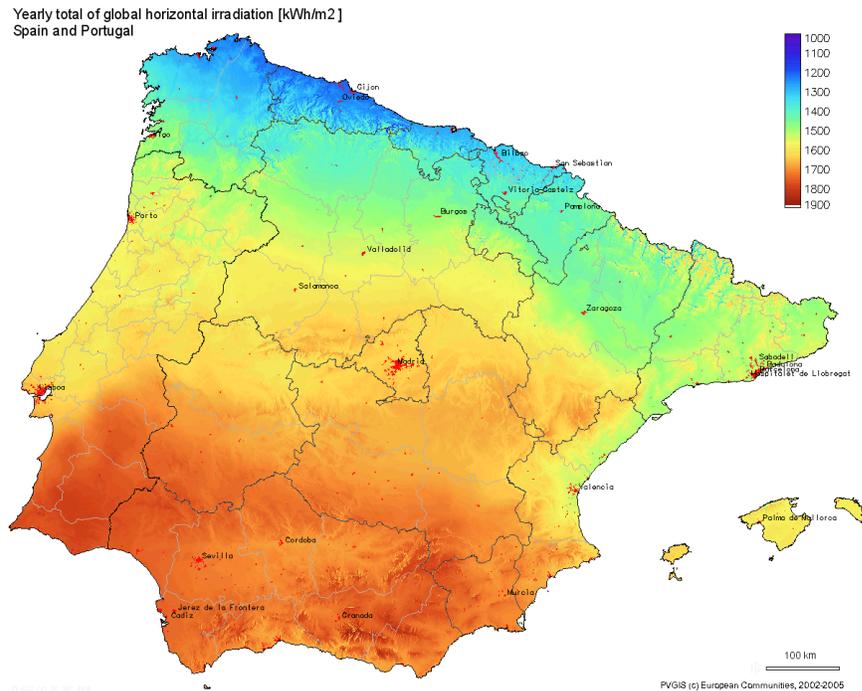
El rápido desarrollo tecnológico permitirá una pronta mejora en los costos de producción de los elementos involucrados en la producción de energía fotovoltaica, es por ello que es de vital importancia que España mantenga una política favorable frente a esta industria, debido a que una interrupción de estos provocara a mediano plazo la disminución en la competitividad de las empresas españolas en el ámbito internacional. Se estima que de mantenerse las condiciones favorables a esta industria, ésta podría llegar a generar unos 56.000 empleos directos, en actividades de fabricación, instalación y mantenimiento de las instalaciones.

Situación Actual de la industria fotovoltaica española

Potencia de generación en España

España al igual que Chile tiene condiciones especialmente favorables para la producción de energía Fotovoltaica. Sin embargo, a diferencia de Chile, la distribución del territorio Español es más homogénea, lo que permite con mayor

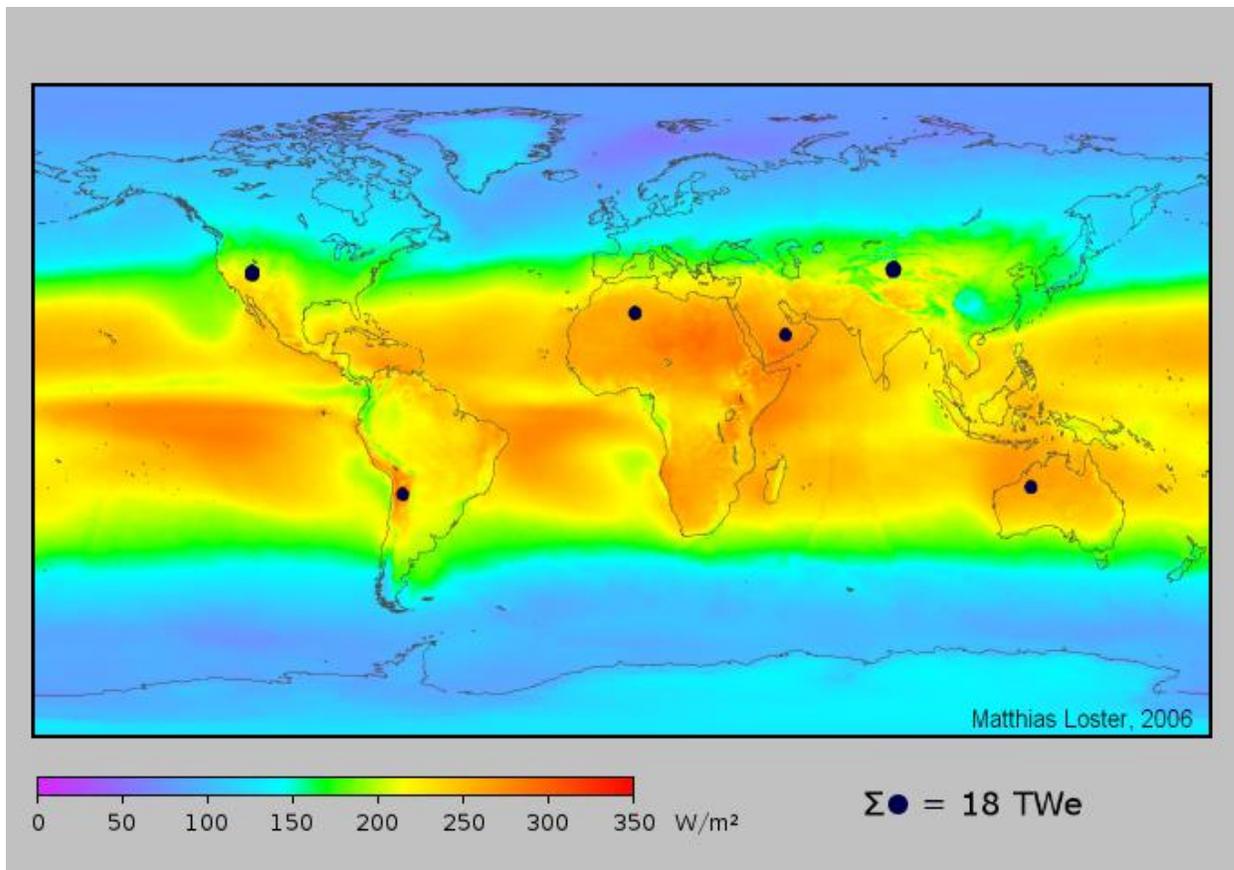
facilidad la instalación de la potencia instalada muy cerca de los centros de consumos.



(Fuente: <http://www.lageneraciondelsol.com>)

Figura A.1: Radiación Solar en España

En un escenario hipotético, si España decidiera satisfacer de forma íntegra sus consumos de energía a partir de energía fotovoltaica bastaría con tan solo un 1,1% de su territorio con mayor radiación.



(Fuente: http://www.ez2c.de/ml/solar_land_area/,
<http://www.mapsofworld.com/world-desert-map.htm>, <http://www.iea.org/>)

Figura A.2: Radiación Solar en el Mundo

La imagen anterior muestra la radiación mundial, como se mencionaba anteriormente España cuenta con una radiación muy homogénea, a diferencia de Chile que esta varía fuertemente con su latitud, sin embargo, vemos que el norte de Chile está considerado uno de los lugares con mayor radiación en el mundo. Según el Departamento de Física de la universidad de California, un sistema solar que cubra las zonas marcadas con círculos negros podría proveer un poco más de la energía necesaria para cubrir todos los consumos energéticos provenientes de fuentes primarias, incluyendo los combustibles fósiles para el año 2006. La conversión de energía se utiliza un factor de un 8% de eficiencia en la producción de energía eléctrica. El Grafico esta generado promediando la irradiación recibida en la tierra desde el año 1991 hasta el año 1993, considerando las 24 horas del día.

Ubicación	Superficie utilizable Km²	Irradiación W/m²	Área requerida Km²
África, Sahara	9.064.960	260	144.231
Australia, Great Sandy	388.500	265	141.509
China, Takla Makan	271.950	210	178.571
Medio Oriente, Arabia	2.580.910	270	138.889
Sud América, Atacama	139.680	275	136.364
U.S.A., Gran Cañón	492.100	220	170.455

Tabla A.3: Superficie requerida para cubrir la demanda eléctrica del año 2006
 (Fuente: http://www.ez2c.de/ml/solar_land_area/,
<http://www.mapsofworld.com/world-desert-map.htm>, <http://www.iea.org/>.)

Desarrollo de la industria Española

El desarrollo de la industria fotovoltaica ha tenido una tendencia casi exponencial en los últimos 4 años (2004-2008), gracias a un marco normativo favorable.

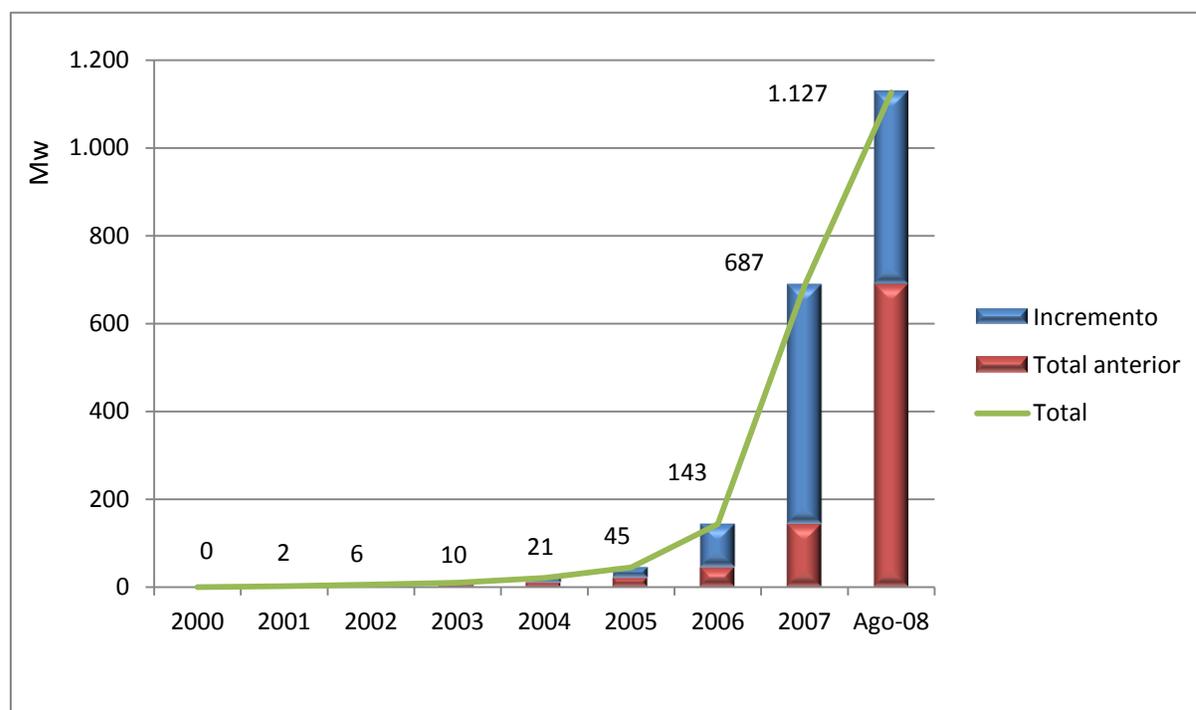


Figura A.3: Evolución de la potencia instalada fotovoltaica en España

El caso Español es una clara muestra que con políticas y una legislación clara y favorable es posible que esta industria prolifere muy rápidamente en países como Chile, el cual posee condiciones propias de su geografía ampliamente favorables para la utilización de esta energía renovable. Estas condiciones serán estudiadas en particular para la cuarta región, lugar de emplazamiento del sistema piloto.

España al año 2007, logro situarse en el grupo de los Países más desarrollados en el sector y ocupar el segundo lugar Europeo y cuarto a nivel mundial en potencia instalada, en cuanto a la producción de células ocupa el segundo lugar Europeo y sexto a nivel mundial.

En cuanto a la fabricación de módulos el gran auge del mercado permitió que las empresas aumentaran su capacidad de producción desde los 30 MWp/año en el año 2001 hasta los 400MWp/año en 2007 y se estima que esta capacidad sea duplicada por los proyectos actualmente en ejecución. No tan sólo el crecimiento de España está ligado al aumento de la capacidad de producción, por otro lado está el constante interés en la integración vertical, es decir, se busca la integración de

los fabricantes de poli-silicio extranjeros. Esta integración vertical lograra en un mediano plazo, las utilidades retenidas en España y un aumento en la competitividad.

(Fuente: ASIF)

Costos de la energía Fotovoltaica

En los últimos años se ha generado una fuerte presión por la reducción de costos, que se ha centrado en los fabricantes de módulos por ser estos los que representan mayormente los costos totales de una instalación. Esto ha creado una eficiencia extrema en el uso del poli-silicio desde 16-20 gramos por Wp hasta los 8-10 gramos Wp Esta mejora en la eficiencia en el uso de la materia prima ha repercutido favorablemente en los márgenes del sector en general, y por supuesto parte de este margen va a parar en mejorar el proceso y disminuir aún más los costos. En cuanto a los demás componentes que impactan fuertemente en los costos finales de instalación básicamente son inversores y estructura de soporte, estas áreas de la industria España aun tienen camino por recorrer, debido a que el proceso de fabricación de estos componentes deben ser estandarizados e industrializados para disminuir costos y mejorar rendimientos.

Impactos de la industria

Creación de Empleo

La industria fotovoltaica junto con el aumento explosivo en la potencia instalada, necesita un aumento en mano de obra, el año 2001 existían cerca de 600 puesto de trabajo en fabricación e instalación, al año 2007 que son alrededor de 4.500 más 2.000 puesto adicionales en centros de formación, tecnología, seguros, banca, etc. Si se realiza una comparación con Chile, demográficamente 6.500 personas de una población total de 46.063.511 habitantes, Chile poseería alrededor de 2.250 personas trabajando en esta industria.

Fuente: El papel de la generación fotovoltaica en España, Consultora Arthur D. Little.

El área más importante según número de empleos generados, es fundamentalmente la fabricación, sin embargo, se espera que una vez aumente la capacidad instalada este segmento disminuya su protagonismo dando paso a empresas instaladores y quienes presten servicios de mantenimiento de los equipos.

Creación de capital tecnológico

Gracias a la normativa vigente, el sector fotovoltaico en España es altamente competitivo lo que ha generado que las empresas fabricantes de equipos fotovoltaicos inviertan en Investigación, Desarrollo e Innovación alrededor de 40 Millones de euros, unos 55,5 millones de dólares. Este monto representa aproximadamente un 7% del total de facturación, cifra altamente superior al general de la industria española que se sitúa en 1,85% promedio.

Estas fuertes inversiones han puesto a la industria Española a niveles muy cercanos a Países líderes en éste tipo de tecnologías como es el caso de Alemania. Por otra parte, se han generado la creación de centros de investigación tanto públicos como privados quienes han acompañado al desarrollo de esta industria. La industria Fotovoltaica tiene un gran potencial de desarrollo, lo que asegura que las inversiones de Investigación, Desarrollo e Innovación no son sólo sostenibles en el tiempo, también son necesarias para el desarrollo sustentable de esta industria. Fuente: El papel de la generación fotovoltaica en España, Consultora Arthur D. Little.

Potencial Internacional

Alrededor del 80% de la producción de módulos Españoles fueron vendidos en el mercado internacional, sin embargo, gracias el fuerte impulso efectuado por la normativa este porcentaje ha disminuido llegando a alrededor de un 50%. Esto ha facilitado el fortalecimiento y maduración de la industria en general, sin embargo, a largo plazo se considera que esta tendencia deberá invertirse y ser el mercado Internacional quien sea el mayor consumidor de esta producción. Es por lo anterior de vital importancia que las subvenciones a esta industria continúen de la misma forma que lo han hecho hasta el día de hoy, de esta manera la industria

continuará madurando para que en un mediano plazo sea auto sustentable y competitiva en el mercado Nacional e Internacional, lo que redundaría en la generación de riqueza iría en directo beneficio de España.

Fuente: El papel de la generación fotovoltaica en España, Consultora Arthur D. Little.

Opinión Pública

Según distintas encuestas y publicaciones sobre la población Española podemos principalmente mencionar su especial preocupación por alternativa de desarrollo sustentables en el tiempo, específicamente según publicaciones de la Comisión Europea, Menciona que 93% de la Población declara estar “Muy preocupado” y “Preocupado” sobre el cambio climático. En el mismo estudio se menciona también que un 90% de los españoles opinan que las Energías Renovables deberían tener una cuota mínima en la matriz energética. Por otro lado en este mismo estudio se les pregunto a los españoles que Alternativa de energía renovable se consideraba la mejor opción, quedando en primer lugar la energía Solar con un 50%.

En cuanto a la opinión de los grupos políticos de España, es posible observar una intención unánime de cumplir con las exigencias de la Unión Europea de que el 20% de las energías consumidas al año 2020 provengas de fuentes renovables Organización no gubernamentales, tales como Green Peace, declaran en sus publicaciones que la energía Fotovoltaica será una de las principales fuentes de energía, específicamente, en su publicación llamada “renovables 2050” declara que la energía fotovoltaica tiene un potencial real de un 22% de la potencia instalada al año 2050.

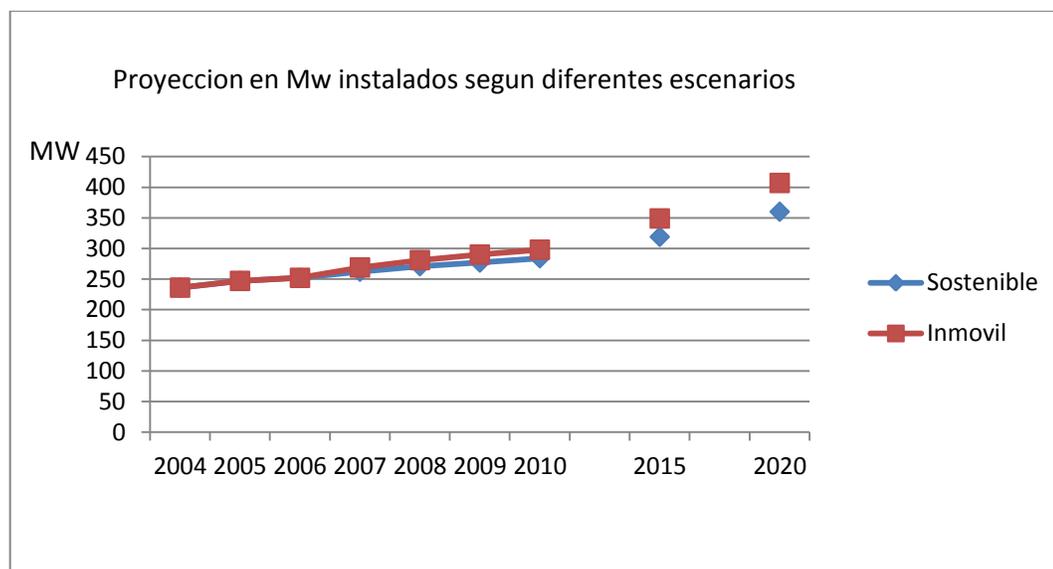
Fuente: ASIF

Proyecciones en base a escenarios por ASIF, APPA y Arthur D Little

En el año 2007, APPA en conjunto con ASIF encargo a la consultora Arthur D Little que realizara un estudio sobre el papel que jugarían las energías renovables

en distintos escenarios posibles. La consultora en base a su experiencia previa en cuanto a energías renovables presento dos escenarios.

El primero de ellos considera como se menciono el punto anterior un aumento de un 3,2% en cuanto la demanda de energía, lo cual representa un mantenimiento en cuanto a la estructura de cobertura actual. Este escenario mantiene el plan de energías renovables que se ha fijado hasta el año 2010, el cual está en relación con los compromisos que España ha tomado junto con la Unión Europea. Este escenario fundamentalmente estará cubierto por la generación en ciclos combinados y energía eólica, aunque como se mencionaba anteriormente la obligación que ha suscrito España también repercutiría en un aumento del resto de las energías renovables. Se considera en este escenario que bajo la fuerte resistencia pública e incertidumbre en los costos de bonos de carbono, la construcción de centrales nucleares o de carbón sería muy poco probable.



(Fuente: APPA, SIFF.)

Figura A.4: Proyección de potencia instalada.

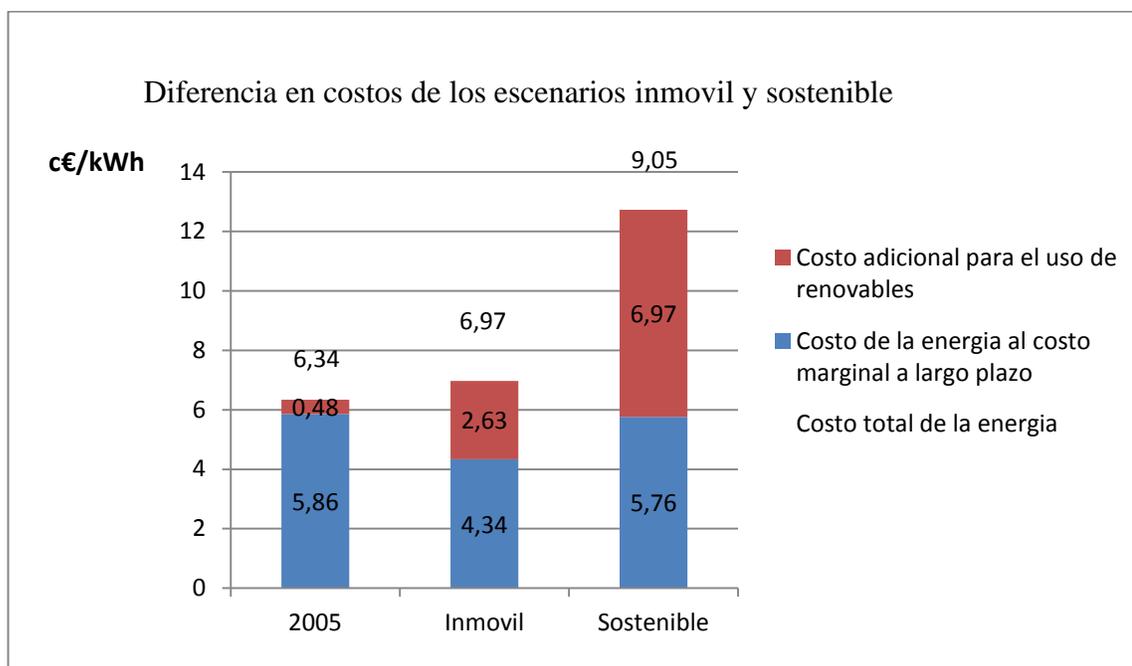
El segundo escenario, al que es llamado “sostenible” representa un intento de disminuir en lo posible las emisiones y fomentar el uso de las energías renovables. En este caso, se considera un plan exitoso en cuanto a la eficiencia energética, lo cual permite disminuir el 3,2%, hasta un 2,4%. Este escenario contempla el cumplimiento absoluto en las reducciones de monóxido de carbono sin recurrir a la

compra de derechos. Por supuesto para esto deben ser las energías renovables quienes adquieran un papel fundamental.

Ambos escenarios cumplen con requerimientos de demanda, Es importante tener en cuenta que para suministrar energía suficientes para evitar fallas en el sistema, se deben contar con alrededor de 29GW en ciclos combinados y centrales a carbón. Si bien el factor de carga sobre estas centrales será muy menor en cuanto al escenario sostenible, permitirá el aprovechamiento máximo en las centrales hidráulicas, eólico y cogeneración.

Sobre esta base, la consultora Arthur D Little ha modelado las demandas hasta el año 2020, asegurando la cobertura de los peak de consumo y de energía total. La cobertura de la demanda incluye entre otros a las energías renovables quienes no disponen de control de excedentes y las centrales hidráulicas que cubrirán los peak de energía de acuerdo a disponibilidad estacional de agua. También se considerara para el escenario sostenible una variación en cuanto al cumplimiento de las metas de disminución de emisiones de CO₂, en esta variación del escenario se suspendería la operación de centrales térmicas de carbón, debiendo ser remplazadas por turbinas de gas monociclo.

Según los análisis de La consultora, teniendo en cuenta los costos marginales de largo plazo nos da como resultado que el escenario “inmóvil” los costos de generación sufrirían un aumento de alrededor de un 0,9% anual, por el contrario en el escenario sostenible los aumentos en los costos ascenderían a un 2,7% anual. Para el caso de España los aumentos en los costos de generación serian menores, ya que comparándole con otros países, España cuenta con unas de las tarifas más económicas en Europa.



(Fuente: APPA, ASIF.)

Figura A.5: Diferencia en costos para los escenarios propuestos por APPA y ASIF.

En cuanto a las emisiones totales el escenario “inmóvil”, superaría con creces los objetivos actuales de 93,9 millones de toneladas. El escenario sostenible lograría los 63 millones de toneladas, y 40 millones de toneladas si se sustituyen las centrales de carbón por turbinas de gas monociclo. Estimaciones realizadas por el Departamento de Medioambiente de Reino Unido y apoyadas por su Departamento del Tesoro, recomienda la utilización de un costo de 100 Euros por Tonelada, recompensándose un análisis de sensibilidad de entre 70 y 200 euros por tonelada. Aplicando estos valores el costo de las emisiones estaría entre los 3.775 y 10.780 millones de euros en 2020, con un valor esperado de 100 dólares por tonelada alrededor de los 5.400 millones de euros. Este valor es superior al gasto adicional incurrido por cambiar el actual modelo por el modelo sostenible, el cual asciende a aproximadamente 4.200 millones de euros.

El escenario sostenible, también tiene un impacto significativo en cuanto a la dependencia energética, que podría reducirse desde el 77,4% actual hasta un 75,7% para el escenario “inmóvil” o hasta un 68,8% en el escenario sostenible.

En cuanto porcentajes de aporte de las energías renovables, el escenario “inmóvil” permitiría cubrir un 14,5% de la demanda con este tipo de energías, por otro lado un escenario sostenible logra cubrir un 20%, en línea con los objetivos de la comunidad Europea.

Regulación Española

La regulación española ha fomentado fuertemente la proliferación de centrales de generación Fotovoltaica, esta industria es relativamente joven pero ha surgido rápidamente fundamentalmente gracias a tres Reales Decretos:

RD 2818/1998, RD 436/2004 y RD 661/2007

El Real Decreto 2818 del 23 de diciembre de 1998, establece el marco regulatorio al cual deben obedecer las centrales eléctricas cuya fuente de energía sean recursos o fuentes renovables, residuos y cogeneración. En este decreto se establece que las primas deberán ser actualizadas anualmente, en base a una serie de parámetros que serían revisados cada 4 años. Este Real Decreto, establecía un régimen tarifario especial a los 50 primeros MW de potencia instalada de 66 pta. /KWh o 0,4 €/KWh para instalaciones menores de 5Kwp y de 44 pta. /KWh o 0.26 Euro/KWh para centrales mayores, al momento del término de este Real Decreto en el año 2004, las tarifas ya eran de 40 c€/KWh y de 22 Céntimos de €/KWh para centrales menores y mayores de 5kWh respectivamente.

Plan de Fomento de Energías Renovables –PFER-, aprobado el 30 de diciembre de 1999, establece los objetivos de crecimiento para cada una de las tecnologías consideradas renovables, para conseguir que al 2010 un 12% del consumo español provenga de este tipo de energía.

El Real Decreto 436 publicado el 12 de marzo de 2004, establece un régimen jurídico y económico para las actividades de generación eléctrica bajo régimen especial, específicamente establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la producción de energías renovables. Este Decreto no tiene carácter retroactivo, por lo tanto no afecta a los generadores instalados bajo el decreto 218/1998, se deroga este en 23 de diciembre

del mismo año. En este decreto se establece las primas a los generadores menores de 100 KWp del 575% de la tarifa media o de referencia durante los primeros años y luego de un 80% de esta cantidad durante toda la vida de la instalación. Estas condiciones se mantendrían hasta que obtuvieran 175 MW instalados.

El 26 de agosto de 2005 fue aprobado el **plan de energías renovables para el período**. Este plan estima que alrededor de un 12,2% de la energía consumida será generada por energías renovables, este plan sustituye al plan publicado en 1999 debido al escaso desarrollo de la industria.

La Ley 24/2005, del 18 de noviembre del mismo año, modifica la normativa de diversos sectores entre otros el energético. En cuanto a las energías renovables, es ley faculta al gobierno para entregar primas mayores a las previstas para el sistema eléctrico para aquellos generadores que cuya fuente primaria sea; energía solar o biomasa.

El Real Decreto 1454/2005, de 2 de diciembre, por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico, modifica el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, con el objeto de racionalizar el incentivo de las cogeneraciones de más de 50 MW y para detallar aspectos del Real Decreto que faciliten la elaboración de la facturación de la energía adquirida y su admisión en el sistema de liquidaciones de actividades y costes regulados.

El Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación, obliga a la incorporación de instalaciones solares térmicas en todas las edificaciones donde haya consumo de agua caliente sanitaria, y a la incorporación de paneles solares fotovoltaicos en ciertas edificaciones del sector. Estas medidas afectarán a los nuevos edificios y a aquellos que se rehabiliten en España.

El Real Decreto-Ley del 23 de junio de 2006, Desvincula la variación de las primas de régimen especial de la tarifa media de referencia y anuncia un nuevo marco regulatorio para dentro de seis meses.

Real Decreto 661 de 25 de mayo de 2007, establece un nuevo régimen económico y jurídico para los generadores en régimen especial. Define que la revisión de las tarifas e incentivos se realizara cada 4 años a partir de 2010, año en el cual se procederá con la primera revisión. Se deroga el RD 436/2004.

- Se anula la retribución de las instalaciones con respecto a la tarifa media de referencia, y se indexa su retribución con respecto al Índice de Precios al Consumidor IPC. Estas condiciones se mantendría estables hasta cumplirse una meta de 371 MW.
- Se establece una prima de referencia a su vez un límite superior e inferior para ésta.
- Obligación a los generadores mayores de 10Mw a conectarse a un centro de control
- Los distribuidores comenzarán a cobrar 0,5 centavos de €/KWh por este servicio.
- El 2008 comenzará la elaboración de un plan de energías renovables 20-11-2020.

Este último decreto busca el incentivo de la producción de energías renovables, mediante la existencia de primas sobre la energía producida, debido a las elevadas inversiones iniciales que este tipo de generación requiere.

Este real decreto entre otros puntos importantes, modifica las primas que son otorgadas a los generadores según su potencia instalada. Establece una potencia de diferenciación en los 100 KW, sin embargo, a diferencia de los anteriores Reales Decretos establece tan solo un 5% de diferencia entre estos segmentos, de esta forma se favorecen a los generadores mayores a 100 kw.

El decreto 661/2007 también determina límites en potencia a desarrollar por tecnologías, quedando fuera de estas tarifas aquellos que sobrepasen dichos límites, en el caso de la energía Fotovoltaica se establece un límite superior de 371 MW, para lo cual se comunicara cuando se cumple un 85% del límite señalado y dando un tiempo de un año para el cual las plantas inscritas se acogerán al mismo régimen tarifario.

Gracias a estas regulaciones se han eliminado gran parte de los riesgos que un proyecto de este tipo conlleva. Las retribuciones que las generadoras de energía renovable están indexados al IPC menos 0,25% hasta el año 2012 y menos 0,5, a partir de ese momento a partir de ese momento las tarifas serán revisadas cada 4 años.

	RD 2818/1998		RD 436/2004		RD 661/2007
	Pta./KWh Tarifa 1998	c€/KWh Tarifa 2004	% sobre TMR	c€/kWh	c€/kWh
Solar FV menor a 5kW					
0-25 años	66	40			
25 y más	66	40			
Solar FV menor a 5KW-50MW					
0-25 años	36	22			
25 y más	36	22			
Solar FV menor a 100kW					
0-25 años	36	22	575%	44,04	44,04
25 y más	36	22	460%	35,23	35,23
Solar FV 100kW-10MW					
0-25 años	36	22	300%	22,98	41,75
25 y más	36	22	240%	18,38	33,40
Solar FV 10MW-50MW					
0-25 años	36	22			22,98
25 y más	36	22			18,38

Tabla A.5: Tarifas históricas para generadores fotovoltaicos en España

El Real Decreto 1578/2008, define diferenciación entre dos grupos de generadores fotovoltaicos según su tipología y lugar de instalación. Esta clasificación se establece en el artículo 3 del presente Real Decreto:

Artículo 3. Tipología de las instalaciones.

A efectos de lo dispuesto en el presente real decreto las instalaciones del subgrupo b.1.1 del artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, se clasifican en dos tipos:

a) Tipo I. Instalaciones que estén ubicadas en cubiertas o fachadas de construcciones fijas, cerradas, hechas de materiales resistentes, dedicadas a usos residencial, de servicios, comercial o industrial, incluidas las de carácter agropecuario. O bien, instalaciones que estén ubicadas sobre estructuras fijas de soporte que tengan por objeto un uso de cubierta de aparcamiento o de sombreado, en ambos casos de áreas dedicadas a alguno de los usos anteriores, y se encuentren ubicadas en una parcela con referencia catastral urbana. Las instalaciones de este tipo se agrupan, a su vez, en dos subtipos:

Tipo I.1: instalaciones del tipo I, con una potencia inferior o igual a 20 Kw

Tipo I.2: instalaciones del tipo I, con una potencia superior a 20 Kw

b) Tipo II. Instalaciones no incluidas en el tipo I anterior.

En el artículo 5 del mismo Real Decreto se establecen límites de potencia los cuales estarán afectos a este régimen, Para tener derecho a retribución recogida en este real decreto, será necesaria la inscripción, con carácter previo, de los proyectos de instalación o instalaciones en el Registro de pre asignación de retribución.

Artículo 5. Cupos de potencia.

1. A efectos de lo dispuesto en el presente real decreto, para cada convocatoria de inscripción en el Registro de pre asignación de retribución se establecerá unos cupos de potencia por tipo y subtipo que estarán constituidos por las potencias base, y en su caso, las potencias adicionales traspasadas o incorporadas de acuerdo a lo dispuesto en el apartado 4 de este artículo y al anexo IV.

2. Se establecen las siguientes potencias base para las convocatorias del primer año.

- a) Tipo I: 267/m MW, con el reparto siguiente: 10 por ciento para el subtipo I.1 y 90 por ciento para el subtipo I.2.
- b) Tipo II: 133/m MW.

En el Artículo 11 se establecen las tarifas que serán afectos los generadores que sean aceptados en la primera convocatoria

Artículo 11. Tarifas.

1. Los valores de la tarifa regulada correspondientes a las instalaciones del subgrupo b.1.1 del artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, que sean inscritas en el registro de pre-asignación asociadas a la primera convocatoria serán los siguientes:

Tipología		Tarifa Regulada c€/KWh
Tipo I	Subtipo I.1	34
	Subtipo I.2	32
Tipo II		32

Tabla A.7: Tarifas a generadores fotovoltaicos establecidas en el Real Decreto 1578/2008

Este decreto aprobado el 27 de septiembre tiene por objeto primordial el fomento de las instalaciones en techos frente a las plantas sobre suelo por sus “mayores beneficios económicos y medioambientales”. El gobierno Español justifica esta decisión en los mayores beneficios económicos que aportan las instalaciones en edificios o viviendas, en cuanto a la reducción de pérdidas en la red y en la reducción de inversiones en infraestructura, además de los beneficios medioambientales derivados de la mejor utilización de suelo y la preservación de zonas de alto potencial natural.

Ultima información entregada por la CNE Española

Siendo:

PI: Potencia informada en el mes de octubre, expresada en MW sin decimales.

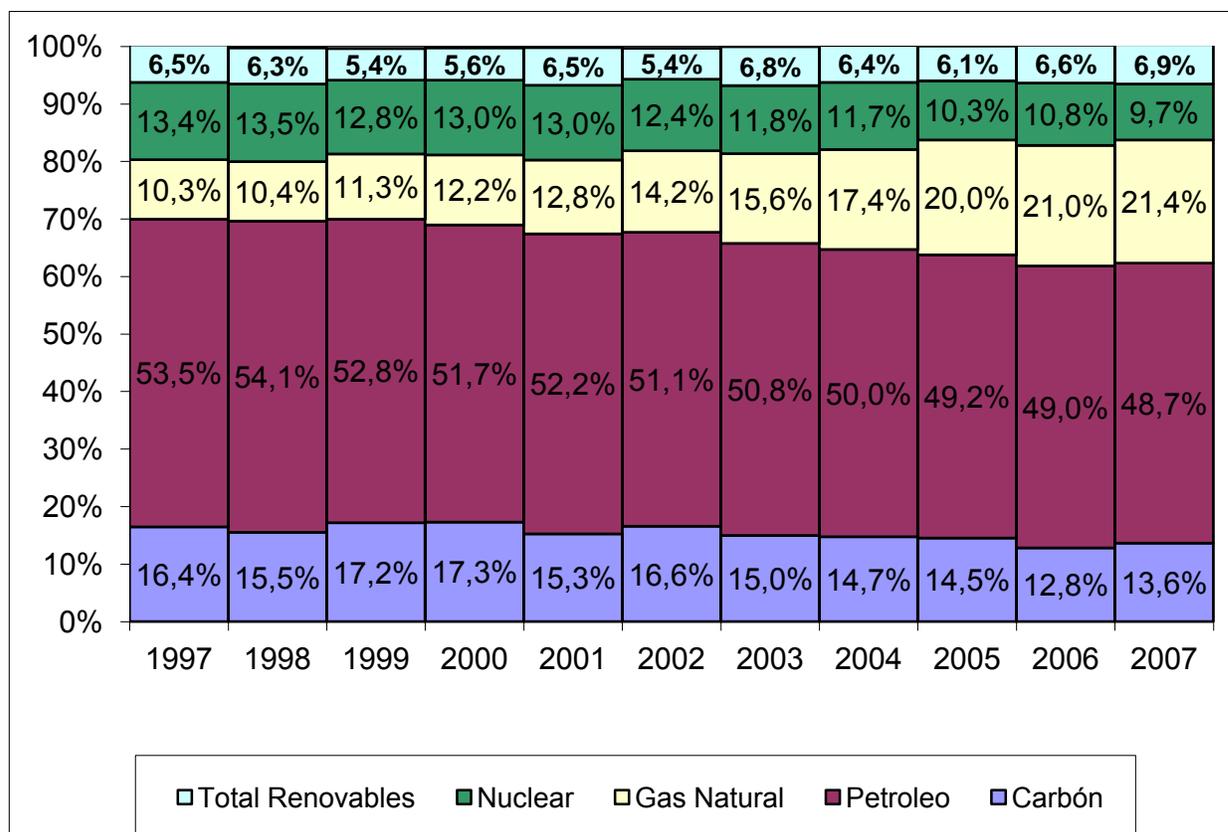
PO: Potencia objetivo de cada categoría o, en su caso, grupo o subgrupo.

Resultado para el mes AGOSTO 2008
--

	<i>PE (MW)</i>	<i>PO (MW)</i>	<i>Gen (%) (2)</i>
Cogeneración	6.418	9.215	70%
Solar PV	1.583	371	427%
Solar termoeléctrica	11	500	2%
Eólica	15.204	20.155	75%
Eólica	0	2.000	0%
Hidráulica =< 10MW	1.360	2.400	57%
Biomasa (b6 y b8)	391	1.317	30%
Biomasa (b7)	166	250	66%
Residuos Sólidos Urbanos	271	350	78%

(Fuente: www.CNE.es)

Tabla A.8: Potencia instalada informada a Comisión Nacional de Energía España, actualizada al mes de octubre de 2008 para las ERNC.



(Fuente: www.CNE.es)

Figura A.9: Evolución de la matriz de generación para España

Aspectos normativos y/o regulatorios Chilenos sobre energía Fotovoltaica

El marco regulatorio Nacional es la principal barrera a la cual se debe enfrentar este negocio. Aunque la normativa ha evolucionado desde la publicación de la llamada “Ley corta I”, dando diferentes incentivos a las ERNC no ha sido capaz de dar un real impulso a este nicho de ERNC.

La Ley establece que todos aquellos generadores menores a 9MW conectados a la red de distribución serán denominados “Pequeños Medios de Generación Distribuidos”, sin embargo, esta segmentación no es suficiente para eliminar las incertidumbres y barreras para la masificación de este tipo de sistemas, impuestas por las vías de comercialización de la energía producida. Un breve estudio de este reglamento se presenta como anexo.

Con fecha 25 de Mayo de 2007, fue publicada la llamada “Norma Técnica sobre Conexión y Operación de pequeños medios de generación distribuidos en instalaciones de Media Tensión” fundamentado en el Decreto N°244. Esta normativa deja fuera los sistemas de generación residenciales conectados en baja tensión, por lo que se ocasiona una incertidumbre absoluta en el desarrollo del negocio.

En la Cámara de diputados con fecha 11 de Diciembre de 2008, es presentado el Proyecto de Ley “*Fomenta la generación residencial de energía, a través del sistema de Medición Neta de Electricidad*”, sin urgencia, en el cual se pretende incluir este tipo de generación. Al día 14 de Enero de 2009, la situación del proyecto de ley es:

Etapas: Primer trámite constitucional

Subetapas: Primer informe de Comisión de Economía, Fomento y Desarrollo

El proyecto de Ley incluye lo siguiente:

Artículo único.- Introdúcense en el artículo 149° del Decreto con Fuerza De Ley N° 4 de 2007, del Ministerio de Economía, fomento y Reconstrucción que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, que contiene la ley General de Servicios Eléctricos, los siguientes inciso 6°, 7° y 8° nuevos:

"Para sistemas en baja tensión, con conexiones en tarifas BT1, se podrán instalar por conexión, equipos generadores de energía renovable de hasta 3 Kilowatts de potencia sincronizados a la red. Respecto de potencias superiores, ellas quedarán sujetas a la disponibilidad de la red de baja tensión del respectivo sector.

Se autoriza la instalación de generadores por un total equivalente al 10% de la demanda máxima del sector respectivo, en baja tensión. Por sobre dicho porcentaje, la generación quedará sujeta a la autorización de la empresa concesionaria de distribución.

Las empresas distribuidoras deberán ofrecer la factibilidad técnica de medidores bidireccionales de energía, ya sea de su propiedad o del generador, con el fin de permitir el cobro del consumo eléctrico

residencial descontando la generación propia y en el existir excedentes a favor del generador, que estos sean pagados en la forma y plazos determine la Comisión Nacional de Energía".

(Fuente: <http://sil.congreso.cl>, N° Boletín: 6258-03)

En base a este Proyecto de Ley, y la experiencia recopilada en el proceso de investigación del presente documento se presentará un modelo con el cual se logre incentivar la masificación de estos sistemas, recordemos que las dos grandes barreras para esta energía es primera una regulación inexistente y segundo los altos costos iniciales.

ANEXO 7:

Respuesta CORFO para generación fotovoltaica

Estimado:

En respuesta a su consulta le informamos acerca de Cofinanciamiento que apoya la Pre inversión a las energías renovables. Estamos abiertos a iniciativas de energía solar que puedan ser cofinanciadas para la Pre inversión. En particular solar térmica para consumo de vapor y calor, ya que desafortunadamente todo lo que es generación eléctrica (fotovoltaica o cogeneración) aun no hemos recibido evidencia de que sean sustentables económicamente en nuestro contexto del mercado eléctrico. Estaré atento a que me puedan hacer más descripción de vuestra iniciativa por correo.

A continuación detallo los apoyos de CORFO para las ERNC.

Para los temas de energías renovables tenemos:

- a- Cofinanciamiento para pre inversión en etapa prospectiva
- b- Cofinanciamiento para pre inversión en etapa avanzada.
- c- Línea de Crédito CORFO Medio Ambiental (b-14) aplicable a ERNC
- d- Línea de Crédito CORFO ERNC

A continuación te sintetizo algunos aspectos del instrumento de cofinanciamiento de estudios de pre inversión, en etapa prospectiva:

1. Fechas de postulación: A diferencia de años anteriores, este año 2008, no se realizará un concurso para la postulación de proyectos. De este modo los proyectos deberán postular por ventanilla abierta, sin fecha fija de postulación.
2. Proyectos situados en la RM: estos se presentan por medio de un agente operador intermediario. Además para esta región existe un tope de máximo de renta de la empresa postulante, la que no puede sobrepasar ventas anuales de hasta 1.000.000 UF.
3. Proyectos en otras regiones: estos postulan al subsidio otorgado por medio del programa Todo Chile, donde no es necesario un operador intermediario, ni tampoco existe la restricción sobre las ventas.
4. El instrumento de cofinanciamiento no es retroactivo, esto es, no se apoyan estudios ya realizados.
5. Requisitos de selección y tipos de proyectos: Los subsidios son para cofinanciar el desarrollo de estudios de pre inversión para proyectos de energías

renovables no convencionales (térmica y eléctrica). Dichos estudios incluyen mediciones/monitoreo del recurso disponible, estudios de pre factibilidad, ingeniería conceptual, ingeniería básica, ingeniería de detalle, DIA, y documentación para presentar requerimiento de bonos de carbono (MDL). En general estudios necesarios para definir la solución tecnológica y materializar la inversión. No hay tope en la capacidad instalada de los proyectos a evaluar.

6. Montos y aportes: En síntesis, los proyectos a evaluar deben comprometer inversiones superiores a USD 400.000. El cofinanciamiento será de hasta un 50 % del costo total del estudio/asesoría, con un tope de hasta el 2 % de la inversión estimada y sin sobrepasar en ningún caso los USD 60.000 de cofinanciamiento por proyecto evaluado.

a. Los estudios de prospecciones eólicas tienen un máximo de USD 20.000 para un punto o con USD 30.000 para dos puntos.

b. La realización de un PDD (documentación para el MDL) considera un máximo de US 12.500 de cofinanciamiento, sin perjuicio del o los cofinanciamientos para otro(s) estudio(s) en la fase de pre inversión.

7. Es fundamental a la hora de presentar la solicitud para el cofinanciamiento, acreditar el acceso al recurso. Esto es, probar o dar evidencias de una seguridad de acceso al recurso energético primario (tal como propiedad o arriendo del terreno para prospección eólica, derechos de agua, contrato de promesa de compraventa de biomasa, o convenio de acceso al recurso, etc.).

8. Dependiendo del nivel de madurez del proyecto, disponer de recursos para dar garantías de la potencial futura materialización del proyecto: capital propio, socios o ser sujeto de crédito para la banca (a medida que el proyecto tenga mayor evolución, mayores garantías de acceso al financiamiento serán requeridas).

A los clientes que estén interesados en postular (y que cumplan con los requisitos detallados), que me escriban a mi detallándome el tipo de proyecto, la región en que se encuentran y en qué situación de evaluación se encuentran (prospección de recurso, evaluación económica, etc.).

La evolución del proyecto se apoya a través del instrumento de pre inversión para proyectos en etapas avanzadas, el cual se financia con la donación del gobierno alemán a través del KfW y de un aporte de la Comisión Nacional de Energía.

. Hasta 50 % del costo total del estudio, con un tope del 5 % de la inversión estimada y sin sobrepasar USD 160.000 de cofinanciamiento por proyecto evaluado.

. Dichos estudios incluyen ingeniería básica y de detalle, DIA, documentación para MDL, entre otros.

. Acreditar propiedad y cuantificación del recurso más pre factibilidad técnica y económica realizada.

Financiado por el Gobierno Alemán (KfW) y CNE

El apoyo en la inversión de un proyecto de Energías Renovables está disponible a través de dos líneas de crédito que maneja la Gerencia de Intermediación financiera: "Crédito CORFO Medioambiental" y "Crédito CORFO ERNC".

Las características de "Crédito CORFO Medioambiental" son:

1. Esta línea de crédito es a través de la banca.
2. Aplicable a empresas con ventas anuales de hasta USD 30 millones.
3. Monto máximo del crédito es de USD 5 millones,
4. Tasa de interés fija, con plazos de pago de entre 3 a 12 años y períodos de gracia de hasta 30 meses.
5. Si así lo requiriese, la empresa puede solicitar hasta un 30% del total del financiamiento para costear capital de trabajo.
6. La empresa beneficiaria debe aportar con recursos propios al menos el 15% del monto total de la inversión requerida.

Las características de "Crédito CORFO ERNC" son:

1. El instrumento se ofrece a través de instituciones bancarias
2. Empresas privadas (personas jurídicas o personas naturales con giro) productoras de bienes y servicios con ventas anuales de hasta MUF800 [1], excluido el IVA
3. Aplicabilidad: Financiamiento de Inversiones para la materialización de Proyectos de Energías Renovables No Convencionales (eólica, biomasa o hidráulica de pequeña escala).
4. El monto máximo del crédito es MUF400 [2] por empresa. Hasta 30% puede destinarse al capital de trabajo requerido para la puesta en operación del proyecto.
5. La empresa beneficiaria debe aportar con recursos propios al menos el 15% del monto total de la inversión requerida.
6. Plazo de las operaciones: Hasta 12 años.
7. Período de Gracia: Hasta 36 meses (3 años).
8. Modalidad de operación: Los bancos deberán concurrir por ventanilla.

Crédito CORFO ERNC

PLAZO del préstamo hasta 12 años

MONTO máximo de préstamo UF400.000 (aprox.US\$15.000.000)

Reajustabilidad del préstamo UF o US\$

Monto de Venta anual máximo del beneficiario UF800.000 (US\$30.000.000)

% de financiamiento de la inversión 85%
Objeto del Crédito Proyectos de Inversión de generación y transmisión de
ERNC y otros proyectos distintos a generación y distribución eléctrica
Garantía CORFO Asociada NO
ACCESO por parte del Intermediario Ventanilla Abierta
TASA DE INTERES CORFO Según tabla de tasas vigentes de CORFO