



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA

LA PROMOCIÓN DE LAS FUENTES DE ENERGÍA
RENOVABLE EN LA UNIÓN EUROPEA: ENTRE LA
UNIFICACIÓN O DIVERSIFICACIÓN DE MECANISMOS

T E S I S

QUE PARA OPTAR EL GRADO DE:
DOCTORA EN INGENIERÍA
ENERGÍA-SISTEMAS ENERGÉTICOS
PRESENTA
BELIZZA JANET RUIZ MENDOZA

TUTOR

VÍCTOR RODRÍGUEZ PADILLA



2007

JURADO ASIGNADO:

Presidente:

Secretario:

1^{er} Vocal:

2^{do} Vocal:

3^{er} Vocal:

1^{er} Suplente:

2^{do} Suplente:

MÉXICO

TUTOR DE TESIS:

VÍCTOR RODRÍGUEZ PADILLA

FIRMA

«No obstante, es el hombre civilizado el paladín de la destrucción. Hay un valor magnífico en la epopeya de estos piratas que esclavizan a sus peones, explotan a indio y se debaten contra la selva. Atropellados por la desdicha, desde el anonimato de las ciudades se lanzaron a los desiertos buscándole un fin cualquiera a su vida estéril. Delirante de paludismo, se despojaron de la conciencia, y, connaturalizados con cada riesgo, sin otras armas que el Winchester y el machete, sufrieron las más atroces necesidades, anhelando goces y abundancia, al rigor de las intemperies, siempre famélicos y hasta desnudos porque las ropas se les pudrían sobre la carne.

Por fin, un día, en la peña de cualquier río, alzan una choza y se llaman «amos de empresa». Teniendo a la selva por enemigo, no saben a quién combatir, y se arremeten unos a otros y se matan y se sojuzgan en los intervalos de su desnudo contra el bosque. Y es de verse en algunos lugares cómo sus huellas son semejantes a los aludes: los caucheros que hay en Colombia destruyen anualmente millones de árboles. En los territorios de Venezuela el -balatá- desapareció. De esta suerte ejercen el fraude contra las generaciones del porvenir.»

Fragmento de **La Vorágine** (1925)

José Eustasio Rivera

Gracias al apoyo financiero de la Dirección General de Estudios de Posgrado de la Universidad Nacional Autónoma de México fue posible el desarrollo de esta tesis doctoral.

Índice

	Página
Resumen	21
Introducción	25
<hr/>	
Capítulo uno	Documentos institucionales que contextualizan la promoción de electricidad generada mediante el uso de fuentes de energía renovable en la Unión Europea 15
<hr/>	
Introducción	35
1. Energía para el futuro: fuentes de energía renovable - Libro Blanco para una estrategia y un plan de acción comunitario	38
1.1. La estrategia	39
1.2. El plan de acción	41
1.3. La campaña de despegue	42
1.4. Comunicación de la Comisión al Consejo, al Parlamento Europeo, al Comité de Económico y Social y al Comité de las Regiones – Sobre la aplicación de la estrategia y el plan de acción comunitarios sobre fuentes de energía renovable (1998-2000)	43
2. Directiva 2001/77/CE relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovable en el mercado interior de electricidad	45
2.1. Objetivos indicativos nacionales	46
2.2. Sistemas de apoyo o mecanismos de incentivo	47
2.3. Garantía de origen	48
2.4. Procedimientos administrativos	49
2.5. Interconexión a la red eléctrica	49

2.6. Informes posteriores a la publicación de la Directiva 2001/77/CE	50
3. Comunicación de la Comisión al Consejo y al Parlamento Europeo – La cuota de las energías renovables en la UE – Informe de la Comisión de conformidad con el artículo 3º de la Directiva 2001/77/CE (2004)	51
3.1. Evaluación del progreso a escala nacional	53
3.2. Evaluación del proceso de emisión de la garantía de origen	54
3.3. Evaluación de los procedimientos administrativos y de conexión a la red eléctrica	56
3.4. Acciones concretas	57
4. Comunicación de la Comisión – El apoyo a la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovable (2005)	58
4.1. Evaluación de los sistemas de apoyo bajo el criterio de « <i>coste-eficacia</i> »	59
4.1.1. <i>Energía eólica</i>	60
4.1.2. <i>Silvicultura para biomasa</i>	61
4.1.3. <i>Sector del biogás</i>	62
4.1.4. <i>Otras fuentes de energía renovable</i>	64
4.2. Coexistencia o armonización	64
4.3. Obstáculos administrativos	65
4.4. Cuestiones relativas al acceso a la red eléctrica	66
4.5. Acciones concretas	66
5. Conclusiones	67
<hr/>	
Capítulo dos	El subsector eléctrico en la Unión Europea 15
<hr/>	
Introducción	71
1. Alemania	72
1.1. Marco institucional	72
1.2. Liberalización del mercado eléctrico	73
1.3. Estructura del subsector eléctrico	74

2. Austria	75
2.1. Marco institucional	76
2.2. Liberalización del mercado eléctrico	78
2.3. Estructura del subsector eléctrico	80
3. Bélgica	82
3.1. Marco institucional	82
3.2. Liberalización del mercado eléctrico	84
3.3. Estructura del subsector eléctrico	84
4. Dinamarca	85
4.1. Marco institucional	85
4.2. Liberalización del mercado eléctrico	86
4.3. Estructura del subsector eléctrico	86
5. España	88
5.1. Marco institucional	89
5.2. Liberalización del mercado eléctrico	90
5.3. Estructura del subsector eléctrico	90
6. Finlandia	91
6.1. Marco institucional	91
6.2. Liberalización del mercado eléctrico	92
6.3. Estructura del subsector eléctrico	93
7. Francia	94
7.1. Marco institucional	94
7.2. Liberalización del mercado eléctrico	95
7.3. Estructura del subsector eléctrico	95
8. Grecia	96
8.1. Marco institucional	96

8.2. Liberalización del mercado eléctrico	97
8.3. Estructura del subsector eléctrico	99
9. Irlanda	99
9.1. Marco institucional	100
9.2. Liberalización del mercado eléctrico	100
9.3. Estructura del subsector eléctrico	101
10. Italia	101
10.1. Marco institucional	101
10.2. Liberalización del mercado eléctrico	102
10.3. Estructura del subsector eléctrico	103
11. Luxemburgo	103
11.1. Marco institucional	104
11.2. Estructura del mercado eléctrico	104
12. Países Bajos	105
12.1. Marco institucional	105
12.2. Liberalización del mercado eléctrico	106
12.3. Estructura del subsector eléctrico	106
13. Portugal	107
13.1. Marco institucional	107
13.2. Liberalización del mercado eléctrico	108
13.3. Estructura del subsector eléctrico	109
14. Suecia	110
14.1. Marco institucional	111
14.2. Liberalización del mercado eléctrico	112
14.3. Estructura del subsector eléctrico	112
15. Reino Unido	113

15.1. Marco institucional	113
15.2. Liberalización del mercado eléctrico	114
15.3. Estructura del subsector eléctrico	114
16. Sumario y conclusiones	115
<hr/>	
Capítulo tres	Políticas nacionales para promover la generación de electricidad mediante el uso de fuentes de energía renovable
<hr/>	
Introducción	119
1. Alemania	120
1.1. Programa 250 MW eólicos (1989-2001)	120
1.2. Programa 100 000 techos fotovoltaicos (1999-2004)	120
1.3. Ley de alimentación de electricidad – <i>Stromeinspeisungsgesetz</i> (1990-2000)	121
1.4 Cuarto programa de investigación en energía (1996-2004)	121
1.5 Ley de energías renovables - <i>Erneuerbare-Energien-Gesetz</i> (2000-Presente)	121
2. Austria	122
2.1. Programa de energía solar (1992-1995)	122
2.2. Plan superior de energía (1994-2000)	122
2.3. <i>Kommunalkredit</i> (1994-Presente)	123
2.4. Acuerdos voluntarios entre el Ministerio de Asuntos Económicos y la Asociación de las Empresas de Servicios de Electricidad (1994-1996)	123
2.5. Ordenanza del Ministerio de Asuntos Exteriores (1995-Presente)	123
2.6. Presupuesto de investigación, desarrollo y demostración (1995-1996)	124
2.7. Ley eléctrica de 1998	124
2.8. Ley eléctrica del 2000	124
2.9. Ley de electricidad verde 2002	126
3. Bélgica	126
3.1. Programa VLIET (1992-1995 y 1997-1999)	126

3.2. Decreto 15.12.1993 (Flandes 1993-Presente)	127
3.3. Sistema verde (1995-2003)	127
3.4. Esquema de certificados verdes (Flandes 2001-Presente)	128
3.5. Esquema de certificados verdes (Valonia 2002-Presente)	128
3.6. Esquema de certificados verdes (Federal 2002-Presente)	129
4. Dinamarca	129
4.1. Programa de investigación en energía (1976-Presente)	129
4.2. Ley de suministro eléctrico (1976-1996)	129
4.3. Subvenciones de capital para la instalación de turbinas de viento (1979-1989)	130
4.4. Ley para apoyar la utilización de fuentes de energía renovable (1981-2001)	130
4.5. Reemplazo de turbinas de viento pequeñas y obsoletas (1994-1996) y (2001-2003)	130
4.6. Ley de suministro eléctrico (1996-1999)	131
4.7. Proyecto SOL-300 (1998-2000) y Proyecto SOL-1000 (2001-2005)	131
4.8. Acuerdo sobre turbinas de viento ubicadas en plataformas marinas (1998-2000)	132
4.9. Reforma a la ley de suministro eléctrico (1999-2001)	132
4.10. Estrategia nacional de investigación, desarrollo y demostración para las tecnologías de energía renovables (2003-2004)	133
5. España	133
5.1. Ley de conservación de la energía (1980-1994)	133
5.2. Programa de energías renovables (1991-2000)	134
5.3. Ley Eléctrica 40/1994 (1994-1997)	134
5.4. Decreto-Royal 2366/1994 (1994-1997)	134
5.5. Ley Eléctrica 54/1997 (1997-Presente)	135
5.6. Prioridades de investigación y desarrollo (2000-2003)	135
5.7. Real Decreto 1663/2000 (2000-Presente)	135

5.8. Programa de energía nacional para promover la investigación tecnológica (2000-2001)	136
5.9. Real Decreto 841/2002 (2002-Presente)	136
6. Finlandia	136
6.1. Programa de energía eólica (1993-2005)	136
6.2. Apoyo a la inversión en energía (1990-Presente)	137
6.3. Plan de acción para fuentes de energía renovable (1999-Presente)	137
7. Francia	137
7.1. Electrificación rural con fuentes de energía renovables (1995- Presente)	137
7.2. Programa de energía eólica (1996-2000)	137
7.3. Ley eléctrica (2000- Presente)	138
8. Grecia	138
8.1. Ley 1475/84 - Explotación del potencial geotérmico (1984)	138
8.2. Ley 1559/85 (1985)	138
8.3. Ley 2689/87 - Turbinas de viento (1987)	139
8.4. Centro para las fuentes de energía renovable (CRES) (1987)	139
8.5. Programa de la Compañía de Energía Pública para el desarrollo de las fuentes de energía renovable (1994-2003)	139
8.6. Ley 2244/94 (1994-Presente)	140
8.7. Ley 2773/1999 y Ley 2941/2001	140
8.8. Nueva ley para la explotación del potencial geotérmico Ley 3175/2003 (2003-Presente)	141
9. Irlanda	141
9.1. Programa de requerimiento de energía alternativa (1995-2003) (2003-2005)	141
9.2. Acta de Regulación Eléctrica (1999-Presente)	142
9.3. Documento Verde sobre Energía Sustentable (1999)	142

9.4. Investigación, desarrollo y demostración de fuentes de energía renovable (2002-Presente)	142
10. Italia	143
10.1. Ley 308/82 (1982-1989)	143
10.2. Ley 9/91 (1991-Presente) y Ley 10/91 (1991-1995)	143
10.3. Comité de precios interministerial (1992-1995)	144
10.4. Decreto 11/1999 (1999-Presente)	144
10.5. Certificados verdes (1999-Presente)	145
10.6. 10 000 Techos fotovoltaicos (2000-2002)	145
10.7. Decreto 387 (2003-Presente)	146
11. Luxemburgo	146
11.1. Ley de eficiencia energética (1993-Presente)	146
11.2. Regulación del Gran Ducado (1994-Presente) (2001/Jul-Presente) (2001/Dic-Presente)	146
11.3. Plan Nacional para el Desarrollo Sustentable (Hasta 1998)	147
12. Países Bajos	147
12.1. Plan de acción ambiental (1991-2000)	147
12.2. Impuesto a la energía (2000-Presente)	147
12.3. Programa de investigación, desarrollo y demostración (2001-Presente)	148
12.4. Energías renovables para edificaciones del gobierno (2001-2005)	148
12.5. Calidad ambiental en la producción de electricidad (2003-Presente)	148
13. Portugal	149
13.1. Ley para producción de energía independiente - Decreto-Ley nº 189/88 (1988-Presente), Decreto-Ley nº 445/88 (1998-Presente)	149
13.2. Decreto-Ley nº 87/90 y Decreto-Ley nº 90/90 (1990-Presente)	149
13.3. Programa energía - Decreto-Ley nº 195/94 (1994-2002)	149

13.4. Plan de acción para las municipalidades (1996-1999)	150
13.5. Decreto-Ley nº 254/99 (1999-Presente)	150
13.6. Decreto-Ley nº 69/2000, Despacho nº 11091/2001, Despacho nº 12006/2001, Despacho-Conjunto nº 583/2001 (2000-Presente)	150
13.7. Programa MAPE/POE-Portaria nº 383/2002 (2000-2006)	150
13.8. Programa E4 – Eficiencia energética y energías endógenas (2001-Presente)	151
13.9. Decreto-Ley nº 339-C/2001 (2001-Presente)	151
13.10. Decreto Ley nº 312/2001 (2001-Presente)	151
13.11. Decreto-Ley nº 68/2002 (2002-Presente)	152
14. Suecia	152
14.1. Programa de política energética (1997-Presente)	152
14.2. Programa de apoyo a la inversión de energías renovables (1997-2002)	153
14.3. Programa para adquisición de tecnología (1998-2002)	153
14.4. Apoyo a la producción de electricidad a pequeña escala (2000-2002)	153
14.5. Política de energía (2002)	153
15. Reino Unido	154
15.1. Obligación de combustibles no fósiles (1990-1998)	154
15.2. Obligación de renovables (2002-2027)	155
15.3. Programa de demostración y evaluación de tecnologías para las olas y las mareas (2002-Presente)	155
15.4. Programa de investigación y desarrollo sobre energías nuevas y renovables (2002-Presente)	156
15.5. Sistemas fotovoltaicos integrados en la construcción de edificios públicos (2002-Presente)	156
15.6. Programa de demostración de sistemas fotovoltaicos (2002-Presente)	156
15.7. Garantía de origen para las energías renovables (2003-Presente)	157

16. Conclusiones	157
Capítulo cuatro Sistemas de apoyo o mecanismos de inventivo	
Introducción	159
1. Sistemas de apoyo subsidiarios	162
1.1. Alemania	163
1.2. Austria	164
1.3. Bélgica	164
1.4. Dinamarca	164
1.5. España	165
1.6. Finlandia	165
1.7. Francia	166
1.8. Grecia	166
1.9. Italia	167
1.10. Luxemburgo	168
1.11. Países Bajos	169
1.12. Portugal	170
1.13. Suecia	170
1.14. Reino Unido	171
2. Sistemas de apoyo tributarios	172
2.1. Austria	172
2.2. Bélgica	172
2.3. Dinamarca	173
2.4. Irlanda	173
2.5. Luxemburgo	173
2.6. Países Bajos	174

2.7. Portugal	175
2.8. Suecia	175
2.9. Reino Unido	175
3. Tarifa garantizada	176
3.1. Alemania	177
3.2. Austria	179
3.3. Bélgica	180
3.4. Dinamarca	181
3.5. España	182
3.6. Finlandia	183
3.7. Francia	184
3.8. Grecia	185
3.9. Italia	186
3.10. Luxemburgo	187
3.11. Países Bajos	188
3.12. Portugal	189
4. Sistemas de cuotas y certificados verdes	190
4.1. Austria	191
4.2. Bélgica	191
4.3. Italia	193
4.4. Suecia	194
4.5. Reino Unido	195
5. Sistemas de oferta	195
5.1. Francia	196
5.2. Irlanda	196
6. Acuerdos voluntarios	199

6.1. Países Bajos	200
6.2. Suecia	201
7. Criterios para evaluar los sistemas de apoyo	201
7.1. Eficacia - Efectividad	201
7.2. Eficiencia - Competitividad	202
8. Conclusiones	203

Capítulo cinco	<i>¿Armonización o diversificación?</i>
-----------------------	---

Introducción	207
1. Comunicación de la Comisión – El apoyo a la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovable COM (2005) 627 Final	209
1.1. Evaluación del rendimiento	210
<i>1.1.1. Energía eólica</i>	213
<i>1.1.2. Biomasa</i>	215
<i>1.1.3. Biogás</i>	218
<i>1.1.4. Hidroelectricidad</i>	219
<i>1.1.5. Energía solar fotovoltaica</i>	221
1.2. Conclusión principal	222
1.3. Coexistencia o armonización	222
<i>1.3.1. Ventajas</i>	223
<i>1.3.2. Desventajas</i>	223
2. Modelos computacionales para analizar el proceso de armonización	224
2.1. <i>ADMIRE-REBUS</i>	227
<i>2.1.1. Algoritmo del modelo</i>	227
<i>2.1.2. Curvas de segmentos de demanda</i>	229
<i>2.1.3. Curva de opciones de oferta</i>	230
<i>2.1.3.1. Costos</i>	231

2.1.3.2. <i>Potenciales técnicos</i>	232
2.1.4. <i>Escenarios</i>	233
2.1.4.1. <i>Escenario A: Continuación de las políticas actuales</i>	233
2.1.4.2. <i>Escenario B: Intensificación de la política</i>	234
2.1.4.3. <i>Escenario C: Europa agrupada</i>	234
2.1.4.4. <i>Escenario D: Comercio y armonización 2004-2010</i>	234
2.1.4.5. <i>Escenario E: Comercio y armonización 2007-2012</i>	234
2.1.5. Resultados	235
2.2. <i>Green-X</i>	236
2.2.1. <i>Escenarios</i>	239
2.2.2. <i>Supuestos generales</i>	239
2.2.3. <i>Resultados</i>	241
2.3. Documento Forres 2020	243
2.3.1. <i>Escenarios</i>	244
2.3.2. <i>Resultados</i>	245
3. Discusión sobre el proceso de armonización de sistemas de apoyo a la electricidad proveniente de fuentes de energía renovable	248
3.1. Armonización	248
3.1.1. <i>Pro y contra de la armonización mediante el sistema de certificados verdes comerciables</i>	250
3.1.1.1. <i>Análisis teórico</i>	251
3.1.1.2. <i>Análisis de la situación real en el caso armonizado mediante certificados verdes</i>	253
3.2. Diversificación	255
4. Conclusiones	256
Conclusiones	259

Resumen

El objetivo de este trabajo de investigación consiste en analizar dos enfoques mediante los cuales se busca promover la generación de electricidad a través del uso de fuentes de energía renovable en la Unión Europea 15. Cada uno de dichos enfoques es instrumentalizado a través de mecanismos o sistemas de incentivo, los cuales difieren entre sí por su naturaleza (subsidiaria, tributaria, regulatoria y de libre mercado). El primer enfoque se fundamenta en la armonización a nivel regional y en el ámbito sectorial de uno de los mecanismos o sistemas de incentivo; en otras palabras, se busca un mercado con las mismas características de intercambio para todos los Estados miembros, a fin de comercializar la electricidad proveniente de fuentes de energía renovable, y según el mecanismo armonizado, también comercializar certificados de energía renovable. El segundo enfoque se sustenta en el principio de subsidiariedad definido en el tratado constitutivo de la Unión Europea. Este principio defiende el derecho que tiene cada Estado miembro en decidir los procedimientos para acatar las medidas vinculantes aprobadas a nivel regional. En cuanto a los mecanismos o sistemas de incentivo, este enfoque apoya un sistema regional diversificado en el que cada Estado miembro utiliza el mecanismo que considere más conveniente según sus características y prioridades.

El planteamiento de la hipótesis se construye con base en la experiencia de los Estados miembros que han mostrado los mejores resultados respecto al cumplimiento de sus objetivos políticos (Alemania, España y Dinamarca), y en los objetivos energéticos de la Unión Europea que se despliegan en función de tres elementos: medio ambiente, seguridad energética y desarrollo socio-económico. Teniendo en cuenta esto, la hipótesis defiende la idea que la armonización de un único mecanismo para la Unión Europea es una medida regresiva respecto a los resultados ya alcanzados, por lo tanto defiende la instauración de un sistema europeo diversificado.

A fin de probar la hipótesis se desarrollaron cinco capítulos. En el primer capítulo se presenta el contexto en el que se desarrollará la discusión de los dos enfoques, para esto se presentan y

comentan los documentos más relevantes emitidos por las instituciones de la Unión Europea. El objetivo es dar a conocer el origen y los acontecimientos en torno a las actividades que promocionan la generación de electricidad mediante el uso de fuentes de energía renovable en la Unión Europea 15.

Partiendo del hecho que existe un grado de incidencia entre las dos actividades de generación eléctrica, una con fuentes de energía renovable y la otra con fuentes de energía convencional, el capítulo dos tiene como objetivo presentar el subsector eléctrico de la Unión Europea 15 desagregado en cada uno de sus Estados miembros para dar a conocer las principales características en cuanto a su funcionamiento y a nivel estructural. La presentación se realiza mediante tres elementos que son: marco institucional, liberalización y estructura del subsector eléctrico.

El capítulo tres presenta la *«trayectoria legislativa»* para cada uno de los Estados miembros de la Unión Europea 15 respecto a la electricidad generada con fuentes de energía renovable. Allí se encuentran, ordenados cronológicamente, los planes, programas, proyectos, leyes, decretos y actividades que dinamizan la política nacional y regional. De esta manera se evidencia cómo fueron introducidos los mecanismos o sistemas de incentivo en la estructura institucional.

Debido a que los dos enfoques (armonizado y diversificado) para promover la generación de electricidad mediante el uso de fuentes de energía renovable son instrumentalizados mediante mecanismos; en el capítulo cuatro, el objetivo es identificar para cada uno de los Estados miembros de la Unión Europea 15 dichos mecanismos; además de clasificarlos de acuerdo al ámbito de aplicación. La clasificación es pertinente en la medida que ayuda a comprender el carácter de las decisiones políticas en el ámbito nacional.

El capítulo cinco es el centro del proyecto de investigación. Allí se presenta y desenvuelve la discusión sobre las dos estrategias (armonización ó diversificación). Para esto se tienen en cuenta los resultados de dos modelos computacionales (Green X y ADMIRE REBUS), diseñados por varios centros de investigación europeos con el fin de generar información cuantitativa adicional para la Comisión Europea, ente que presenta las propuestas de Directiva al Parlamento y Consejo Europeo. Si bien los modelos no prescinden de imperfecciones y manipulaciones, en especial,

cuando se trata de modelar medidas políticas, los resultados de estos no pueden ser diezmados ya que hacen parte de los documentos de discusión en esa región.

Finalmente, en el capítulo de las conclusiones se retoman las ideas principales de cada aparte con sus correspondientes corolarios. Respecto a la hipótesis se colige desde el punto de vista político que la armonización de mecanismos o sistemas de incentivo se convertiría en un factor regresivo a nivel regional, ya que los Estados miembros con mayor poder y decisión que lideran la promoción de este tipo de fuentes energéticas podrían detener las tasas de incremento anual de la electricidad proveniente de fuentes de energía renovable. Por lo tanto, un sistema diversificado de mecanismos es la estrategia más conveniente en el corto plazo.

Introducción

En las dos últimas décadas, los diferentes temas relacionados al medio ambiente han estado en boga en el ámbito político, esto ha sucedido debido a la evidencia científica del cambio climático y los efectos negativos que éste ha generado sobre algunas poblaciones en el mundo. El primer llamado en búsqueda de soluciones lo hicieron las Naciones Unidas en 1992 mediante la Cumbre de la tierra. En esta conferencia quedó claro que las naciones industrializadas son las responsables del calentamiento global; por esto, se establecieron derroteros y compromisos a fin de mitigar las emisiones de gases que ocasionan el efecto invernadero, y consecuentemente, el incremento de la temperatura sobre el globo terráqueo. Desde entonces, el uso de las fuentes de energía renovable se convirtió en uno de los pilares de las políticas que buscan aminorar las emisiones de gases de efecto invernadero; asimismo, las naciones líderes en el desarrollo de tecnologías para aprovechar dichas fuentes de energía vieron una oportunidad para impulsar sus industrias, cumplir sus compromisos internacionales y alcanzar sus objetivos a nivel interno. En este conjunto de ideas se destacan Alemania y España, que a través de sus agencias de cooperación han impulsado proyectos por fuera de sus territorios, incentivando así, la industria nacional que es la que provee la tecnología. Las iniciativas de algunos Estados europeos se vieron fortalecidas cuando en 1997 la Unión Europea, como bloque, asumió un rol protagónico en la promoción de las fuentes de energía renovable.

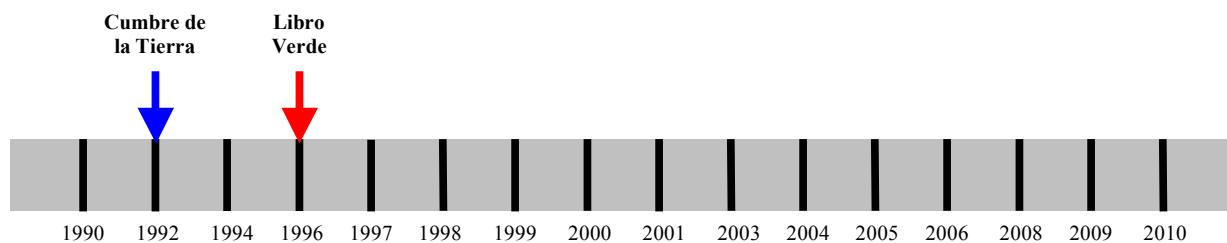
El papel de la Unión Europea en la promoción de las fuentes de energía renovable es fundamentado en tres elementos: la adopción de medidas que mitiguen las causas del cambio climático; la dependencia de la economía europea de las importaciones de combustibles fósiles, que está en el orden de 50 % con tendencia al aumento, esta situación genera inquietudes frente al abastecimiento futuro y la seguridad del suministro energético; y el fortalecimiento de la industria de tecnologías que usan fuentes de energía renovable como insumo energético.

En la Unión Europea, las acciones para incentivar el uso de las fuentes de energía renovable en los diferentes campos de aplicación (generación eléctrica, producción de biocombustibles y calefacción) se iniciaron en 1996 con el documento: «*Libro Verde: Energía para el Futuro: Fuentes de Energía Renovable*». Este acontecimiento marcó el comienzo de la «trayectoria legislativa» en esta materia. El término «trayectoria legislativa» es la denominación de la propuesta metodológica utilizada en este trabajo, la cual consiste en la ordenación y análisis cronológico de los documentos relativos a las propuestas, discusiones, evaluaciones y acciones obligatorias provenientes de todas las instituciones de la Unión Europea (Parlamento, Comisión, Consejo de Ministros, Comité de la Regiones y Comité de Desarrollo Económico y Social). Además, ésta permite contrastar las decisiones y acciones entre diferentes subsectores. Para nuestro propósito, la confrontación más importante surge entre el subsector eléctrico convencional y el de la electricidad renovable.

La discusión central de esta investigación surge en el segmento de la generación eléctrica, como se verá más adelante; por esta razón, los temas de biocombustibles y calefacción se dejarán para que sean abordados en futuros proyectos de investigación.

El origen de la trayectoria legislativa concerniente al uso de fuentes de energía renovable se ubica en el año 1996 con el documento «*Libro Verde: Energía para el Futuro: Fuentes de Energía Renovable*». El objetivo de dicho documento, el cual fue elaborado por la Comisión Europea, consistió en abrir el debate respecto a la definición de un objetivo rector con el fin de duplicar la participación de las fuentes de energía renovable en el consumo bruto de energía para el año 2010. Los documentos que respaldaron la discusión permitieron sugerir un meta de 12 % para dicho año.

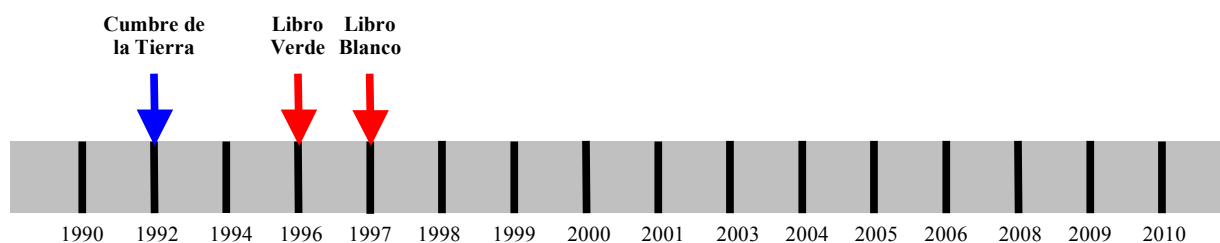
Figura I.1 «Trayectoria legislativa» concerniente a las fuentes de energía renovable en la Unión Europea



Como se mencionó al inicio, la idea de promover las fuentes de energía renovable se originó en las reuniones que trataron temas medio ambientales a nivel mundial. Por esto, la mayoría de las políticas o iniciativas encaminadas a impulsar el uso de dichas fuentes energéticas han sido instauradas después de la Cumbre de la tierra de 1992 (Figura I.1).

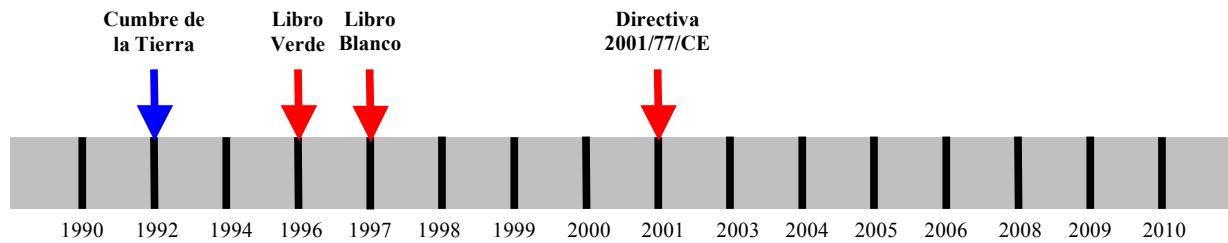
En 1997 mediante el documento *«Energía para el Futuro: Fuentes de Energía Renovable – Libro Blanco para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios»* se marca el siguiente punto en la trayectoria legislativa (Figura I.2). Este documento es una propuesta para los Estados miembros y es la continuación del Libro Verde. Los libros blancos siempre son precedidos de un libro verde. El libro verde cumple la función de discutir el tema de interés con los sectores de la sociedad interesados, y el libro blanco es la propuesta que hace la Comisión Europea a los Estados miembros, en éste se tienen en cuenta los elementos discutidos en las sesiones de debate abiertas con el libro verde.

Figura I.2 «Trayectoria legislativa» concerniente a las fuentes de energía renovable en la Unión Europea



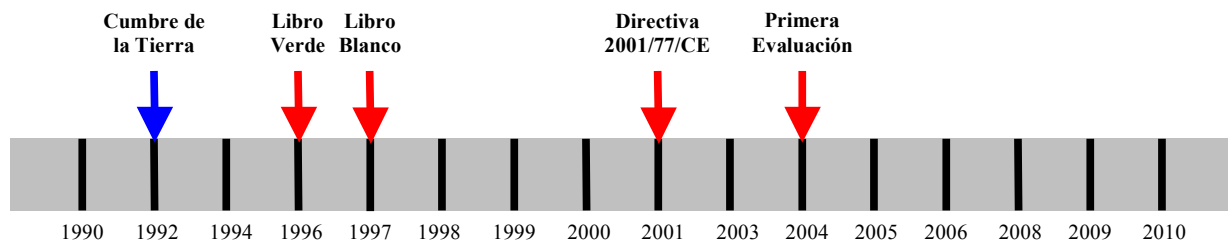
En el año 2001 se emitió la Directiva 2001/77/CE relativa a la generación de electricidad proveniente de fuentes de energía renovable (Figura I.3). Este documento es de carácter obligatorio y define la política a mediano plazo (diez años) en este ámbito de aplicación. En términos cuantitativos, la meta para el año 2010, consiste en que el 22,1 % de la electricidad consumida deberá provenir de fuentes de energía renovable. Las otras disposiciones estuvieron dirigidas a disminuir las dificultades en los procedimientos administrativos para obtener las licencias y los permisos requeridos antes de poner en funcionamiento las plantas de generación eléctrica; además de alentar a los Estados miembros en la creación de un procedimiento que facilite la conexión a las redes eléctricas.

Figura I.3 «Trayectoria legislativa» concerniente a la electricidad generada mediante el uso de fuentes de energía renovable en la Unión Europea



En el año 2004, la Comisión Europea emitió el documento *«La cuota de las energías renovables en la UE – Informe de la Comisión de conformidad con el artículo 3 de la Directiva 2001/77/CE – Evaluación de la incidencia de los instrumentos legislativos y otras políticas comunitarias en el desarrollo de la contribución de las fuentes de energía renovable en la Unión Europea y propuestas de medidas concretas»*, en el que evalúa, a esa fecha, la transposición de la Directiva 2001/77/CE (Figura I.4).

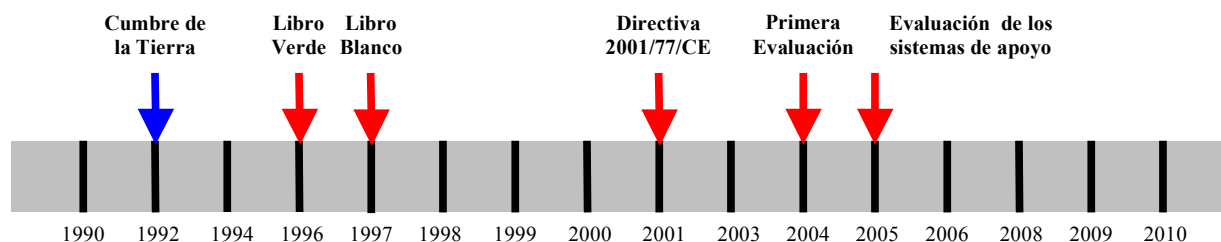
Figura I.4 «Trayectoria legislativa» concerniente a la electricidad generada mediante el uso de fuentes de energía renovable en la Unión Europea



En el año 2005, la Comisión Europea emitió el documento *«Comunicación de la Comisión - El apoyo a la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovable»*, marcando así, el último punto en la trayectoria legislativa, concerniente a la electricidad generada con fuentes de energía renovable, estudiado en este proyecto de investigación. La Comisión Europea emitirá otras evaluaciones que incorporarán los avances en cuanto al cumplimiento de la meta del 22,1 % a esas fechas (2006, 2008 y 2010), las cuales no hacen parte de este estudio. El objetivo del documento consiste en evaluar la aplicación y el funcionamiento de los mecanismos de incentivo

o sistemas de apoyo que instrumentalizan las políticas nacionales de los Estados miembros de la Unión Europea.

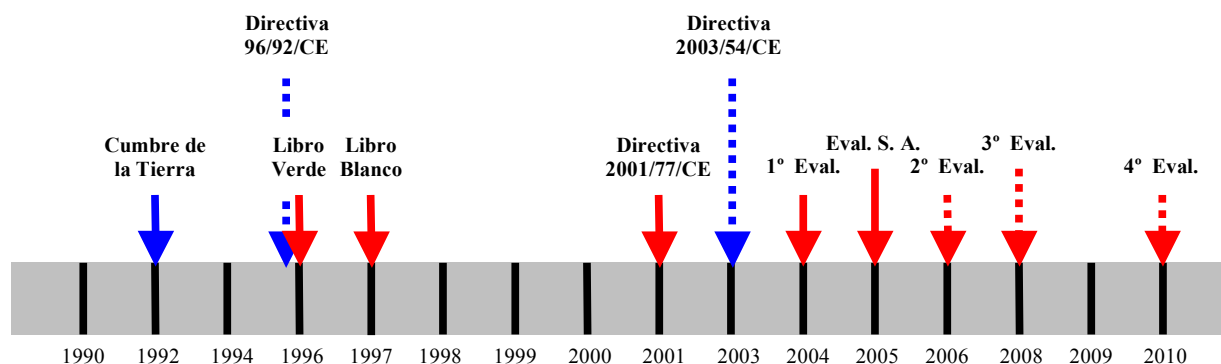
Figura I.5 «Trayectoria legislativa» concerniente a la electricidad generada mediante el uso de fuentes de energía renovable en la Unión Europea



En el año 2006, la Comisión Europea emitió la segunda evaluación de la Directiva 2001/77/CE. En ésta analiza cómo los Estados miembros han acatado e incorporado las disposiciones de la Directiva en las legislaciones nacionales. Se espera la publicación de dos evaluaciones para el 2008 y el 2010, respectivamente.

En la siguiente figura se presenta la trayectoria legislativa de la promoción de la electricidad generada mediante el uso de fuentes de energía renovable en la Unión Europea (flechas rojas) en contraste con las medidas liberalizadoras del subsector eléctrico (líneas azules punteadas). Las líneas punteadas rojas corresponden a las fechas en las que deben ser emitidas las próximas evaluaciones.

Figura I.6 Contraste entre la «trayectoria legislativa» concerniente a la electricidad generada mediante el uso de fuentes de energía renovable y la política para liberalizar el subsector eléctrico en la Unión Europea



El análisis de los cuatro los documentos mencionados será presentado en el capítulo uno. El objetivo es mostrar el contexto en el cual ha surgido el debate de la armonización o diversificación de mecanismos incentivo o sistemas de apoyo. Desde 1996 hasta el año 2005 la discusión ha oscilado entre los dos enfoques; sin embargo, lo acontecido durante este período permite inferir que la base del debate es más profunda, ya que se está develando una disputa en términos económicos; es decir, se están enfrentando dos visiones de un mismo modelo; en otras palabras, hay una línea que busca la liberalización total de subsector eléctrico incluyendo todas las fuentes energéticas renovables y no renovables, y otra línea que sin cambiar el modelo opta por la regulación del mercado.

De los cuatro documentos, la Directiva 2001/77/CE se destaca por definir la política en el mediano plazo y establecer las metas indicativas para todos los Estados miembros. La Directiva está constituida por cinco elementos que son: 1. objetivos indicativos nacionales, 2. sistemas de apoyo o mecanismos de incentivo, 3. garantía de origen, 4. procedimientos administrativos y 5. de conexión a la red. En el numeral sobre los sistemas de apoyo o mecanismos de incentivo se plantea la posibilidad, en el corto plazo (2005 ó 2012), de realizar una armonización, es allí donde se origina el debate que aborda este proyecto de investigación.

¿Por qué fue seleccionado el tema de los sistemas de apoyo y no otro elemento constitutivo de la Directiva 2001/77/CE? ¿Cuál es su importancia? Por ser los sistemas de apoyo los que instrumentalizan la política, estos constituyen el núcleo de la misma y sustentan el criterio adoptado para su desarrollo. En otras palabras, si el criterio de la política es la efectividad, entonces el conjunto de mecanismos que deberá ser adoptado es muy distinto al de una política con criterios de eficacia. El mecanismo sólo no produce resultados, pero sí, cuando está articulado a un conjunto de medidas que orientan una decisión política. Los sistemas de apoyo pueden clasificarse en cuatro categorías: 1. subsidiarios, 2. tributarios, 3. regulatorios y 4. de mercado; sin embargo, la instauración y el funcionamiento de cada uno de ellos difiere entre los Estados miembros por las condiciones geográficas, económicas y políticas propias de cada Nación. Esta categorización es útil porque deja entrever los niveles de intervención del Estado para lograr el objetivo político; además, permite inferir el grado de influencia de la política del subsector eléctrico sobre la política para promover la generación eléctrica mediante el uso de fuentes de energía renovable.

Para completar la contextualización del tema de estudio, el segundo capítulo presenta el subsector eléctrico de cada uno de los Estados miembros de la Unión Europea 15 abordando los siguientes tópicos: 1. marco institucional, 2. liberalización, y 3. estructura del subsector eléctrico.

La confluencia del subsector eléctrico y el de las renovables se evidencia marcadamente en la propuesta de armonización, puesto que ésta no sólo buscaría uniformizar un sistema de incentivo para todos los Estados miembros, sino también, armonizarlo o compatibilizarlo con el mercado interior de electricidad. Estos dos subsectores, a pesar de desarrollar la misma actividad, poseen una diferencia diametral sustentada en el origen de la fuente energética que utilizan y en las consecuencias de su aprovechamiento; por esta razón, el funcionamiento de cada uno debe conservar sus diferencias a fin de lograr los objetivos específicos. La propuesta de armonización pasa por alto tres características del subsector eléctrico (carácter finito de las fuentes de energía no renovables, afectación social y económica al agotar dichas fuentes, e impacto ambiental negativo derivado de la exploración y explotación de las mismas) que lo ubican ventajosamente sobre el de las renovables; además, pretende subordinar el último ante el primero con el argumento de no distorsionar el mercado interior de electricidad. La electricidad generada con fuentes de energía renovable tiene grandes ventajas sobre el medio ambiente, la economía local y la sociedad en general. Consecuentemente, al ser extendidos los principios económicos de la oferta y la demanda que rigen los mercados eléctricos en la Unión Europea, la actividad relativa a la generación eléctrica con fuentes de energía renovable sufrirá un estancamiento. Esta situación ha suscitado un debate más en el marco de la propuesta comunitaria para la armonización.

El capítulo tres da cuenta de los procesos nacionales que se han desarrollado para promover la generación eléctrica mediante el uso de fuentes de energía renovable. La presentación del capítulo se desarrolla siguiendo la propuesta metodológica de la trayectoria legislativa; de esta manera, las leyes, decretos, planes, programas y proyectos institucionales son expuestos cronológicamente a fin de seguir el proceso completo.

El objetivo del capítulo cuatro consiste en extraer, clasificar y explicar el funcionamiento de los sistemas de apoyo utilizados en cada uno de los Estados miembros. Si bien en la literatura se encuentran varias clasificaciones, cada una de ellas válida según el análisis que se esté desarrollando, aquí se tendrá en cuenta una que permita comprender mejor el sentido de la

política. Esta clasificación contempla cuatro categorías que son: subsidiaria, tributaria, regulatoria y de mercado.

Finalmente, en el capítulo cinco se aborda la discusión sobre la armonización o no de un mecanismo para la región europea. Para esto se analizan las consecuencias de un sistema armonizado y uno diversificado; asimismo, los resultados de estudios de ambos enfoques realizados por diferentes centros de investigación y consultoría para la Comisión Europea.

La importancia de esta discusión radica en la confrontación de dos enfoques, uno totalmente aperturista y liberalizador, y otro regulacionista. Mientras en otras regiones del mundo se ha adoptado el primer enfoque para evitar distorsiones al mercado, en la Unión Europea surgen preguntas como ¿Qué es más conveniente, un sistema armonizado (liberalizado) o un sistema diversificado (regulado) de mecanismos? Si bien el enfoque aperturista es respaldado por Estados como el Reino Unido, Holanda y Dinamarca, el otro enfoque es impulsado por Alemania y España. Esto indica que no hay consenso frente a la homogeneización de la política.

Hay tres elementos que debilitan la propuesta armonizadora ya que acentúan las características inherentes de las naciones, estos elementos son la diversidad geográfica, económica y política. En cuanto a la diversidad geográfica se destaca la variable disponibilidad de las fuentes energéticas sobre el territorio europeo. Hay una correlación entre disponibilidad y costos (electricidad); por lo tanto, estos últimos son diferentes en cada Estado miembro. Aquellos territorios con disponibilidad limitada sobre sus recursos energéticos y deseos de incrementar su autarquía energética requieren de políticas más conservadoras en términos económicos; más cuando, las importaciones de energéticos que mueven la economía interna se ven cuestionadas.

La diversidad en la economía es evidente en el grado de apertura de algunos de los Estados miembros. Si bien algunos abrieron sus cadenas productivas desde la década de los ochenta (Reino Unido), en la actualidad, hay otros que han aceptado abrir sólo un porcentaje de ellas (Francia y Grecia).

Las prioridades políticas son también diferentes, esta situación ha sido considerada por las instituciones europeas y plasmada en el tratado constitutivo. Por esta razón las directrices contemplan mínimos de cumplimiento, respetando directamente y respaldando indirectamente la

diversificación. Otro elemento entre las diferencias políticas está relacionado con los beneficios locales. Si un Estado decide que los beneficios locales son más importantes por la creación de empleos, el fortalecimiento de la industria nacional, la mitigación de los efectos negativos sobre el medio ambiente local, entre otros elementos, entonces los objetivos de la política a implementar se fundamentarían en la efectividad más que en la eficiencia.

Un último asunto que entra a disuadir la armonización son los procesos iniciados antes de haber sido aprobada la Directiva 2001/77/CE. Estos, además de ser maduros, tienen un acumulado histórico en la formulación, modificación y evaluación de las políticas que no puede ser desdeñado. Además han demostrado que un mismo mecanismo es instaurado de manera diferente por diferentes Estados, el ejemplo claro es el de Alemania y España con el mecanismo de la tarifa garantizada. Una propuesta marco podría imponerse sobre este acumulado revirtiendo los resultados alcanzados hasta el momento.

Capítulo uno

Documentos institucionales que contextualizan la promoción de electricidad generada mediante el uso de fuentes de energía renovable en la Unión Europea 15

Introducción

La promoción de las fuentes de energía renovable en la Unión Europea 15 surgió con la intención de abordar los compromisos internacionales en materia de cambio climático, y de atenuar la dependencia de las importaciones energéticas que en la última década ha permanecido alrededor de 50 % con tendencia al aumento.

A partir de la Conferencia de Naciones Unidas sobre el medioambiente y el desarrollo, también conocida como Cumbre de la tierra, en 1992, las fuentes de energía renovable fueron vistas como un instrumento, entre otros¹, para enfrentar el problema del calentamiento global.

La Unión Europea, además de ser una de las regiones responsables de dicha problemática, conocía con antelación a la Cumbre de la tierra los beneficios sociales, ambientales, y sobre todo, económicos al largo plazo, derivados del uso de las fuentes de energía renovable. Por lo tanto,

¹ Después de la Cumbre de la Tierra proliferaron políticas, programas e instrumentos tendientes a mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero, entre los programas e instrumentos se cuentan: el uso de fuentes de energía renovable para generar electricidad, producir biocombustibles y generar calor para sistemas de calefacción; la implementación de programas de ahorro y la eficiencia energética; y la implementación de medidas de control en el lado de la demanda energética.

asumió un papel activo en cuanto a la promoción de las tecnologías que utilizan dichas fuentes, incorporándolas en la política a nivel regional en los distintos ámbitos. Esto resultó en el incremento de la investigación y desarrollo, como también, en el fortalecimiento de la industria nacional en los Estados miembros más comprometidos.

En 1997, los compromisos adquiridos en la conferencia de cambio climático² fueron determinantes para todos los Estados miembros de la Unión Europea. La Comunidad asumió como meta, la reducción del 8 % de las emisiones de gases de efecto invernadero entre el 2008 y el 2012, tomando como referencia las emisiones de 1990. A fin de orientar las acciones de los Estados miembros en este asunto, la Comisión Europea publicó el documento «*La dimensión energética del cambio climático*»³, que además destacó el papel de las fuentes de energía renovables para lograr el objetivo.

En cuanto a la reducción de las importaciones energéticas y el incremento de las fuentes de energías endógenas, como las renovables, la Comisión Europea publicó en 1995 el «*Libro Blanco: Una política energética para la Unión Europea*»⁴, en el que se establecieron tres objetivos para el sector energía, estos son: mejorar la competitividad, garantizar la seguridad del suministro y proteger el medio ambiente. Respecto a las fuentes de energía renovable, el documento señaló que éstas eran importantes para lograr los objetivos, y por lo tanto, presentó los primeros elementos para definir una estrategia y un plan de acción para promover su uso.

En 1997 fue publicado el documento «*Energía para el futuro: fuentes de energía renovable - Libro Blanco para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios*»⁵, consolidando así, la estrategia y el plan de acción para promover las fuentes de energía renovable, los cuales se venían elaborando desde 1995 con la emisión del documento mencionado en el párrafo anterior. Si bien,

² En esta reunión, los países industrializados acordaron un conjunto de medidas tendientes a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en 5 %, en el período 2008-2012, respecto a las emisiones de 1990. Este acuerdo se denominó Protocolo de Kyoto y entró en vigor el 16 de febrero del año 2005.

³ Comisión Europea, *Comunicación: La dimensión energética del cambio climático*, COM (97) 196, Bélgica (Bruselas), Mayo 14 de 1997.

⁴ Comisión Europea, *Libro Blanco: Una política energética para la Unión Europea*, COM (95) 682, Bélgica (Bruselas), Diciembre 12 de 1995.

⁵ Comisión Europea, *Comunicación de la Comisión. Energía para el Futuro: Fuentes de Energía Renovable – Libro Blanco para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios*, COM (97) 599 final, Bélgica (Bruselas), Noviembre 26 de 1997.

la discusión sobre el uso de las fuentes de energía renovable inició a finales de la década del setenta, a raíz de las crisis petroleras, la emisión de este documento marcó el punto de partida de la trayectoria legislativa en esta materia, y constituyó la base sobre la cual se formularon las medidas legislativas para cada uno de los sectores en los que las fuentes de energía renovable tienen posibilidades de aplicación.

Las medidas establecidas en el Libro Blanco de 1997 se despliegan sobre tres sectores: la producción y uso de los biocombustibles, la producción de calor y la generación de electricidad. El análisis de cada uno de estos sectores permitiría comprender la totalidad de la política sobre las fuentes de energía renovable en la Unión Europea, sin embargo, el objetivo de este trabajo de investigación consiste en el estudio de las medidas políticas y económicas alrededor de la generación de electricidad proveniente de fuentes de energía renovable. Si bien los temas sobre biocombustibles y producción de calor son fundamentales dentro de la política energética general, estos no serán abordados, porque el análisis de cada uno de ellos implicaría desarrollar diferentes metodologías, además de seleccionar otros marcos conceptuales que permitan dilucidar el funcionamiento de cada sector y el papel de las fuentes de energía renovable en ellos. En el caso de los biocombustibles, por ejemplo, una parte del análisis económico se fundamentaría en el uso del suelo, aspecto que no es relevante en el análisis de mercado para el sector eléctrico.

En la tabla 1.1 se listan los documentos relacionados con la generación de electricidad mediante el uso de fuentes de energía renovable, desde 1997 hasta el año 2005. Estos documentos contextualizan el tema de investigación, por lo que serán presentados a profundidad en el transcurso del capítulo. Ellos se encuentran clasificados de la siguiente manera: comunicaciones, libros blancos y directivas. Las comunicaciones son documentos que por mandato de otra institución europea o por cumplimiento de un documento legislativo, la Comisión Europea elabora para informar sobre los avances de un tema en cuestión. Los libros blancos se caracterizan por contener propuestas de acción comunitaria y por definir las maneras de llevarlas a cabo, algunas veces son la continuación de un libro verde, que se emite con el propósito de crear un debate público sobre un tema específico. Y, las directivas, que son los actos legislativos aprobados por el Consejo y el Parlamento Europeo.

Tabla 1.1 Documentos elaborados por las instituciones de la Unión Europea 15 relativos a la generación de electricidad mediante el uso de fuentes de energía renovable

Institución	Título del documento	Fecha
Comisión de las Comunidades Europeas	Comunicación de la Comisión - Energía para el futuro: fuentes de energía renovable - Libro Blanco para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios	26/11/1997
Comisión de las Comunidades Europeas	Comunicación de la Comisión al Consejo, al Parlamento Europeo, al Comité Económico y Social y al Comité de las Regiones sobre la aplicación de la estrategia y el plan de acción comunitarios sobre fuentes de energía renovables (1998-2000)	16/02/2001
Parlamento Europeo y Consejo	Directiva 2001/77/CE relativa a la promoción de electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de electricidad	27/10/2001
Comisión de las Comunidades Europeas	Comunicación de la Comisión al Consejo y al Parlamento Europeo - La cuota de las energías renovables en la UE – Informe de la Comisión de conformidad con el artículo 3 de la Directiva 2001/77/CE – Evaluación de la incidencia de los instrumentos legislativos y otras políticas comunitarias en el desarrollo de la contribución de las fuentes de energía renovable en la UE y propuestas de medidas concretas	26/05/2004
Comisión de las Comunidades Europeas	Comunicación de la Comisión - El apoyo a la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovable	7/12/2005

1. Energía para el futuro: fuentes de energía renovable - Libro Blanco para una estrategia y un plan de acción comunitario

El «*Libro Blanco para una Estrategia y Plan de Acción Comunitarios*» es la continuación del «*Libro Verde para una Estrategia Comunitaria*»⁶. Con este último se inició el debate público sobre la promoción de las fuentes de energía renovable en la Unión Europea 15. El objetivo del Libro Verde consistió en contrastar los puntos de vista sobre la determinación de un objetivo rector, con el que se buscaría incrementar la participación de las fuentes de energía renovable en el consumo de energía interior bruto de 6 % a 12 % para el 2010. El cálculo de este incremento se basó en el estudio de la Comisión Europea «*Energía Europea para el 2020*»⁷, en el que fueron desarrolladas varias hipótesis de consumo energético a largo plazo. El objetivo del 12 % tuvo gran aceptación en el proceso de consulta, por lo que las medidas posteriores estuvieron

⁶ European Communities, *Communication from the Commission – Energy for the Future: Renewable Energy Sources – Green Paper for a Community Strategy*, COM (96) 576, Belgium (Brussels), November 20, 1996.

⁷ European Communities, *European Energy to 2020. A Scenario Approach*, Office for Official Publications of the European Communities, Luxembourg, 1996.

enfocadas a su alcance. En este sentido, el Libro Blanco propuso acciones comunitarias para los Estados miembros que consistieron en el planteamiento de una estrategia, un plan de acción y una campaña de despegue.

1.1. La estrategia

Con la estrategia se pretendió definir un marco conductor que garantizara la promoción de las fuentes de energía renovable, además de encausar los esfuerzos de aquellos Estados miembros que habían instaurado leyes e iniciado planes para promover el uso de estas fuentes antes de publicarse el Libro Blanco.

La estrategia se elaboró con base en las perspectivas de crecimiento para tres sectores. El sector de los biocombustibles, que contribuiría 18 Mtep de biocombustible líquido y 15 Mtep de biogás; el sector industrial relacionado con la producción de calor, que contribuiría con 37 Mtep; y el sector eléctrico que generaría 29 Mtep de energía eléctrica.

La estrategia fue expresada en términos cuantitativos de acuerdo a las diferentes tecnologías (Tabla 1.2). Los datos dejan ver que aunque se prevé incrementos para todas las fuentes, la principal contribución recaería sobre la biomasa y la energía eólica.

El incremento de la biomasa para el 2010 sería de 90 Mtep, lo que equivaldría a 8,5 % del consumo total de energía previsto para ese año. Esta cifra se alcanzaría con incrementos de biogás (15 Mtep), de residuos sólidos agrícolas y forestales para generación de calor y electricidad (30 Mtep), y de cultivos energéticos (45 Mtep, de los cuales, 18 Mtep serían utilizados para la producción de combustibles líquidos y 27 Mtep para generar calor y electricidad).

Tabla 1.2 Libro Blanco de 1997 - Estrategia para promover las fuentes de energía renovable en la Unión Europea 15

Tipo de energía	Participación en el mercado en 1995	Participación en el mercado en 2010	Incremento	Generación de electricidad y calor en 2010
1. Eólica	2,5 GW	40 GW	37,5 GW	80 TWh
2. Hidroeléctrica	92,0 GW	105 GW	13 GW	355 TWh
2.1. Grandes centrales	82,5 GW	91 GW	8,5 GW	300 TWh
2.2. Pequeñas centrales	9,5 GW	14 GW	4,5 GW	55 TWh
3. Fotovoltaica	0,03 GWp	3 GWp	2,97 GWp	3 TWh
4. Biomasa	44,8 Mtep	135 Mtep	90 MTep	
4.1. Electricidad			20 MTep	230 TWh
4.2. Calor			37 MTep	75 Mtep
4.3. Biocombustibles líquidos			18 MTep	
4.4. Biogás			15 MTep	
5. Geotérmica				
5.1. Electricidad	0,5 GW	1 GW	0,5 GW	7 TWh
5.2. Calor (bombas de calor)	1,3 GWt	5 GWt	3,7 GWt	1 Mtep
6. Colectores térmicos solares	6,5 Millones m ²	100 Millones m ²	93,5 Millones m ²	4 Mtep
7. Solar pasiva		35 Mtep		35 Mtep
8. Otras ⁸		1 GW		

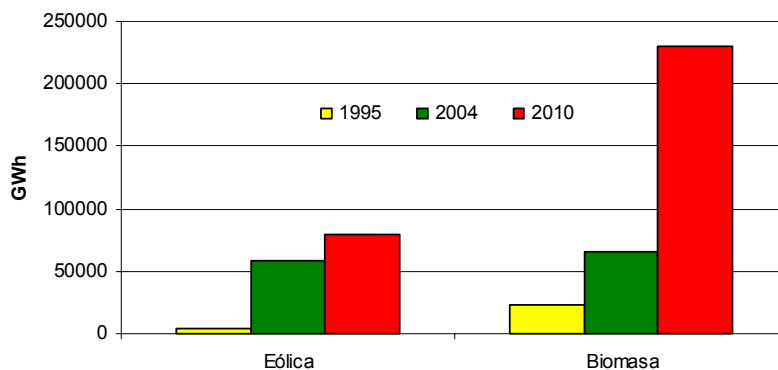
Fuente: Comisión Europea (1997).

Teniendo en cuenta que la energía eólica y la biomasa son las fuentes energéticas que presentarían una mayor contribución en el desarrollo de la estrategia, la gráfica 1.1 muestra la evolución que éstas han tenido, al igual que la meta a la que deben llegar.

Entre 1995 y 2004, el incremento promedio anual para la energía eólica fue de 148 % y para la biomasa fue de 20 %. Si los incrementos siguen constantes, la energía eólica superará la meta antes del año 2010. Sin embargo, la situación es bien diferente para el sector de la biomasa, ya que este llegaría a 195 000 TWh de los 230 000 TWh previstos para el año 2010, lo que indica que la meta está lejos de ser alcanzada.

⁸ «Existen otras tecnologías de energía renovable, como la electricidad de origen térmico solar, la energía mareomotriz, las corrientes marinas, la energía generada por el oleaje, la tecnología de rocas calientes y secas y la conversión de la energía térmica marina para las que en la actualidad no hay mercado en la Unión Europea. Es difícil hacer previsiones, pero algunas de estas tecnologías indudablemente ofrecerán un potencial significativo en el futuro. Es razonable esperar que al menos una de estas fuentes renovables se empiece a explotar comercialmente durante la próxima década, lo que justifica prever una contribución marginal de 1GW en el año 2010». Comisión Europea, COM (97) 599 final, op. cit., p. 47.

Gráfica 1.1 Despliegue de la energía eólica y la biomasa desde 1995 hasta el 2004 y meta para el 2010



Fuente: Realización propia con información de Eurostat.

1.2. El plan de acción

Mediante el plan de acción se presentaron las medidas prioritarias que debían seguir los Estados miembros. El enfoque de la Comisión Europea en este documento fue de total apertura; por esta razón, el objetivo del plan consistió en ofrecer a los inversionistas posibilidades de mercado sin demasiadas cargas financieras, a fin de motivarlos para la promoción de dichas fuentes.

Tabla 1.3 Libro Blanco de 1997 - Plan de acción

Ejes	Medidas prioritarias
1. Mercado Interior	Acceso no discriminatorio al mercado de la electricidad Medidas fiscales y financieras Bioenergía para el transporte y la producción de calor y electricidad Normativa relativa a los edificios sobre la planificación urbana y rural
2. Refuerzo de las políticas comunitarias	Medio ambiente Crecimiento, competitividad y empleo Competencias y ayudas estatales Investigación, desarrollo tecnológico y demostración Política regional Política agrícola común y política de desarrollo rural Relaciones exteriores
3. Refuerzo de la cooperación entre los Estados miembros	Propuesta de decisión del Consejo relativa a la organización de la cooperación sobre objetivos comunitarios acordados en el ámbito de la energía.
4. Medidas de apoyo	Promoción específica (programa Altener) Aceptabilidad del mercado y protección del consumidor Mercado de capitales de los bancos institucionales y comerciales Redes de fuentes de energía renovables

Fuente: Comisión Europea (1997).

El plan de acción fue dividido en cuatro grandes bloques: 1. creación de un mercado interior, 2. refuerzo de las políticas comunitarias, 3. refuerzo de la cooperación entre Estados miembros, y 4. definición de medidas de apoyo. Estos constituyeron las directrices a nivel comunitario y fueron desarrollados a través de medidas prioritarias, ver tabla 1.3, emprendidas por los Estados miembros.

1.3. La campaña de despegue

La campaña de despegue fue propuesta con el fin de iniciar y dinamizar la estrategia y el plan de acción comunitario. Ésta fue constituida por cuatro grandes proyectos que serían desarrollados dentro y fuera de la Unión Europea. Los proyectos son: 1.) Instalación de 1 000 000 de sistemas fotovoltaicos, de los cuales, 500 000 serían instalados en techos y fachadas dentro del territorio europeo y los otros 500 000 serían instalados en aplicaciones rurales en países en desarrollo. 2.) Instalación de 10 000 MW de turbinas eólica en parques de grandes dimensiones. 3.) Instalación de 10 000 MW_t provenientes de plantas de biomasa. 4.) E integración de las fuentes de energía renovable en 100 comunidades.

Tabla 1.4 Libro Blanco de 1997 - Campaña de despegue

Proyectos	Capacidad	Gastos totales de inversión (10 ⁹ ecus)	Financiación pública sugerida (10 ⁹ ecus)	Costos de combustible evitados (10 ⁹ ecus)	Reducción de emisiones de CO ₂ (Mton/año)
1'000.000 de sistemas FV	1 000 MW _p	3	1	0,07	1
10.000 MW de turbinas eólicas	10 000 MW	10	1,5	2,8	20
10.000 MW _t de biomasa	10 000 MW _t	5	1	-	16
Integración en 100 comunidades	1 500 MW	2,5	0,5	0,43	3
Total		20,5	4	3,3	40

MW_p: Megavatio pico

MW_t: Megavatio térmico

Fuente: Comisión Europea (1997).

En la tabla 1.4 se presenta cada uno de los proyectos de la campaña de despegue y los gastos estimados para su realización; asimismo, se muestran los beneficios que se obtendrían, medidos en costos evitados de combustible y reducción de emisiones de CO₂. La completa ejecución de la campaña de despegue evitaría gastar 3 300 millones de ecus⁹ en combustible, y evitaría la emisión de 40 millones de toneladas de CO₂ por año.

1.4. Comunicación de la Comisión al Consejo, al Parlamento Europeo, al Comité de Económico y Social y al Comité de las Regiones – Sobre la aplicación de la estrategia y el plan de acción comunitarios sobre fuentes de energía renovable (1998-2000)

En 1998 las instituciones de la Unión Europea emitieron sus comunicaciones respecto al Libro Blanco. El Consejo¹⁰ consideró que el objetivo del 12 % era útil para intensificar los esfuerzos tanto en el ámbito comunitario como para los Estados miembros. El Parlamento Europeo¹¹ acogió favorablemente la cuota del 12 % considerándola como un objetivo mínimo, e instó a la Comisión Europea a realizar propuestas legislativas en el sector eléctrico, sector agrícola y de biomasa, y en el sector de la construcción. El Comité de las Regiones¹² destacó el papel de las regiones en la aplicación de la estrategia, y subrayó la importancia de la campaña de despegue en cuanto a la integración de las energías renovable en 100 comunidades. El Comité Económico y

⁹ La unidad de cuenta europea (*European Currency Unit*) fue concebida el 13 de marzo de 1979 por la Comunidad Económica Europea, predecesora de la Unión Europea. Esta unidad de cuenta fue desaparecida y convertida al Euro el 1 de enero de 1999. El ECU no tenía representación física y estaba compuesto por la suma ponderada de 12 de las 15 monedas de los Estados miembros.

¹⁰ Council, “Council Resolution of 8 June 1998 on renewable sources of energy”, *Official Journal of the European Communities*, C198, 24.6.98, pp. 1-3.

¹¹ European Parliament, “Resolution on the Commission communication: Energy for the Future: renewable sources of energy – White Paper for a Community Strategy and the Action Plan (COM (97) 0599 – C4-0047798)”, *Official Journal of the European Communities*, C210, 6.7.98, pp. 166-275.

¹² Committee of the Regions, “Opinion of the Committee of the Regions on the ‘Commission White Paper: Energy for the future: renewable sources of energy – White Paper for a Community Strategy and Action Plan’”, *Official Journal of the European Communities*, C315, 13.10.98, pp. 5-9.

Social¹³, al igual que las demás instituciones, acogió con agrado el Libro Blanco, y destacó los resultados para los sectores de manufactura, construcción y la agricultura.

La Comisión Europea se comprometió a presentar cada dos años una comunicación al Parlamento Europeo, al Consejo Europeo, al Comité Económico y Social y al Comité de las Regiones, en la que evaluaría los adelantos de la Comunidad y de los Estados miembros, y realizaría recomendaciones para emprender nuevas acciones a fin de lograr la participación del 12 % de las fuentes de energía renovable en el consumo interior bruto de energía en el 2010¹⁴. La primera comunicación fue emitida en el año 2001.

En ella se manifestó la imposibilidad de evaluar la repercusión de la estrategia comunitaria por encontrarse en una fase temprana; sin embargo, se destacó el papel catalizador del Libro Blanco de 1997 en la formulación de políticas en los diferentes niveles administrativos (nacional, regional y local); asimismo, resaltó la incidencia de los instrumentos comunitarios (campana de despegue, quinto programa de investigación y desarrollo tecnológico, y el programa Altener¹⁵) en el aumento de intercambios relacionados con políticas acertadas, disposiciones legislativas, programas y proyectos pioneros e innovadores entre los Estados miembros. El documento concluye que aunque el despliegue de las fuentes de energía renovable ha sido modesto en términos globales, e impresionante en algunos sectores y países concretos, no es seguro que vaya a cumplirse, tal como se establece en el Libro Blanco de 1997, el objetivo indicativo del 12 %, si

¹³ Economic and Social Committee, “Opinion of the Economic and Social Committee on the ‘Communication from the Commission on Energy for the Future: renewable sources of energy (White Paper for a Community Strategy)’”, *Official Journal of the European Communities*, C214, 10.7.98, pp. 56-61.

¹⁴ Comisión de las Comunidades Europeas, *Comunicación de la Comisión al Consejo, al Parlamento Europeo, al Comité Económico y Social y al Comité de las Regiones – Sobre la aplicación de la estrategia y el plan de acción comunitarios sobre fuentes de energía renovables (1998-2000)*, COM (2001) 69 final, (Bélgica) Bruselas, Febrero 16 de 2001.

¹⁵ El programa Altener fue el primer instrumento financiero para incentivar el uso de fuentes de energía renovable en la Unión Europea. Este programa ha sido desarrollado en varias etapas desde 1993. La última que comprende el período de 1998 a 2002 tiene como fin dinamizar el Libro Blanco de 1997 sobre fuentes de energía renovable. «a) contribuir a la creación de las condiciones necesarias para la aplicación del plan de acción comunitario sobre energías renovables, en particular de las condiciones jurídicas, socioeconómicas y administrativas, incluidos nuevos instrumentos y mecanismos de mercado, en particular los mencionados en el Libro Blanco de la Comisión del 26 de noviembre de 1997, e incluida la campaña de lanzamiento; b) impulsar la inversión pública y privada en la producción y el consumo de energía derivada de fuentes renovables». Decisión N° 646/2000/CE por la que se aprueba un programa plurianual de fomento de las energías renovables en la Comunidad (Altener) (1998-2002), *Diario Oficial de las Comunidades Europeas*, N° L 79, 30.3.2000, pp. 1-5.

el consumo bruto de energía continúa aumentando al ritmo que actualmente lo hace, y si no se toman medidas relacionadas con la demanda, y el ahorro y la eficiencia energética.

Las recomendaciones para la Comunidad y los Estados miembros derivadas de esta comunicación constituyeron la base para de las subsiguientes medidas legislativas. La directiva sobre la electricidad generada mediante el uso de fuentes de energía renovable se erigió sobre la definición de acciones y metas individuales para cada fuente de energía renovable, y la propuesta de eliminar los obstáculos legales y administrativos. La directiva sobre el uso de la biomasa surgió, precisamente, como respuesta a las recomendaciones de la Comisión Europea, que instó a los Estados miembros a impulsar la biomasa y los cultivos energéticos. Del mismo modo, la directiva sobre rendimiento energético en construcciones incorporó las recomendaciones relativas a este sector, el cual constituye más de una tercera parte del consumo total de energía en la región.

2. Directiva 2001/77/CE relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovable en el mercado interior de electricidad

En la comunicación que el Parlamento Europeo realizó sobre el Libro Blanco de 1997 se instó a la Comisión Europea para que realizara propuestas legislativas en el sector eléctrico, en el sector agrícola y de biomasa, y en el sector de la construcción.¹⁶ En el año 2000 la Comisión Europea presentó la propuesta de directiva concerniente a la generación de electricidad a través de fuentes de energía renovables¹⁷, y en el año 2001, presentó propuestas de directiva referentes a los sectores de la biomasa¹⁸ y de la construcción¹⁹.

¹⁶ EP, C210, 6.7.98, op. cit.

¹⁷ Comisión de las Comunidades Europeas, *Propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo – Relativa a la promoción de la electricidad a partir de fuentes de energía renovable en el mercado interior de la electricidad*, COM (2000) 279 final, Mayo 10 de 2000, Bélgica (Bruselas).

¹⁸ Commission of the European Communities, *Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the Economic and Social Committee and the Committee of the Regions – on alternative fuels for road transportation and on a set of measures to promote the use of biofuels - Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of biofuels for transport – Proposal for a Council Directive amending Directive 92/81/EEC with regard to the possibility of applying a reduce rate of excise duty on certain mineral oils containing biofuels and on biofuels*, COM (2001) 547 final, November 7, 2001, Belgium (Brussels).

Como se mencionó anteriormente, el objetivo de este proyecto es el análisis de las políticas que promueven la generación de electricidad mediante el uso de fuentes de energía renovable. Por esta razón, y a partir de este momento, se hablará simplemente de la Directiva 2001/77/CE.

La etapa de aprobación de la directiva se inició el 10 de mayo del año 2000 y finalizó el 27 de septiembre del año 2001. Durante este período la propuesta fue discutida y modificada por el Comité Económico y Social²⁰, el Comité de las Regiones²¹ y el Parlamento Europeo²². Finalmente entró en vigor el 27 de octubre del año 2001 con su publicación en el Diario Oficial.

La Directiva 2001/77/CE²³ está constituida por cinco pilares que orientan a los Estados miembros en el «*qué hacer*». Estos elementos son:

2.1. Objetivos indicativos nacionales

De acuerdo con los cálculos para cada uno de los sectores que participan en el logro del objetivo del 12 %, la contribución porcentual de la electricidad generada a través de fuentes de energía renovable deberá ser de 22,1 % en el año 2010. Esta meta comunitaria fue distribuida entre los Estados miembros de ese momento que eran quince (UE 15), constituyéndose así, los objetivos indicativos nacionales, ver tabla 1.5.

¹⁹ Commission of the European Communities, *Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the Energy performance of building*, COM (2002) 226 final, May 11, 2001, Belgium (Brussels).

²⁰ Economic and Social Committee, “Opinion of the Economic and Social Committee on the ‘Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of electricity from renewable energy sources in the internal electricity market’”, *Official Journal of the European Communities*, C367, 20.12.2000, pp. 5-10.

²¹ Committee of the Regions, “Opinion of the Committee of the Regions on the ‘Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of electricity from renewable energy sources in the internal electricity market’”, *Official Journal of the European Communities*, C22, 24.1.2000, pp. 27-29.

²² European Parliament, “Proposal for a European Parliament and Council directive on the promotion of electricity from renewable energy sources in the internal electricity market (COM (2000) 279 (C5-0281/2000 (2000/0116(COD)))”, *Official Journal of the European Communities*, C223, 8.8.2001, pp. 294-309.

²³ 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, *Diario Oficial de las Comunidades Europeas*, L 283, 27.10.2001, pp. 33-40.

Tabla 1.5 Valores de referencia para los objetivos indicativos nacionales de los Estados miembros de la Unión Europea 15 respecto al consumo bruto de electricidad en 2010*

País	E-FER (TWh) 1997**	E-FER 1997 %***	E-FER 2010 %***
Bélgica	0,86	1,1	6,0
Dinamarca	3,21	8,7	29,0
Alemania	24,91	4,5	12,5
Grecia	3,94	8,6	20,1
España	37,15	19,9	29,4
Francia	66,0	15,0	21,0
Irlanda	0,84	3,6	13,2
Italia	46,46	16,0	25,0
Luxemburgo	0,14	2,1	5,7
Países Bajos	****3,45	3,5	9,0
Austria	39,05	70,0	78,1
Portugal	14,30	38,5	39,0
Finlandia	19,03	24,7	31,5
Suecia	72,03	49,1	60,0
Reino Unido	7,04	1,7	10,0
Comunidad	338,41	13,9	22****

* Al tomar en cuenta los valores de referencia que se exponen en el presente cuadro, los Estados miembros parten del supuesto necesario de que las directrices sobre ayudas estatales en favor del medio ambiente tendrán en cuenta la existencia de los mecanismos nacionales de apoyo a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables.

** Los datos corresponden a la producción nacional de electricidad proveniente de fuentes de energía renovable (E-FER) en 1997.

*** Los porcentajes de E-FER en 1997 y 2010 se obtienen a partir de la producción nacional de E-FER dividida por el consumo nacional bruto de electricidad. En el caso del comercio nacional de E-FER (con certificado reconocido o de origen registrado), el cálculo de estos porcentajes influirá en las cifras para el año 2010 de cada Estado miembro, pero no en el total de la Comunidad.

**** Cifra redondeada resultante de los valores de referencia indicados más arriba.

***** El dato para los Países Bajos en 1997 es de 1,8 % y no de 3,5 % como está en la tabla. Este error fue corregido por la Comisión Europea en documentos posteriores.

Fuente: Directiva 2001/77/CE, L 283, 27.10.2001, p. 39.

2.2. Sistemas de apoyo o mecanismos de incentivo

Antes de aprobarse la Directiva 2001/77/CE, gran parte de los Estados miembros de la Unión Europea 15 había iniciado y desarrollado planes, programas y proyectos para promover la

generación de electricidad proveniente de fuentes de energía renovable. Estas actividades fueron impulsadas mediante sistemas de apoyo o mecanismos de incentivo.

La Directiva exigió una evaluación sobre el funcionamiento de cada uno de estos sistemas de apoyo o mecanismos de incentivo, que estuviera fundamentada en el criterio de costo-eficacia; además, dio un plazo para ello, por lo que, a más tardar el 27 de octubre del año 2005, debió haberse entregado dicha evaluación. El aspecto más relevante en este punto de la Directiva consistió en que la Comisión Europea hubiese podido acompañar dicha evaluación, en caso que hubiese sido conveniente, con una propuesta marco respecto a los sistemas de apoyo. En diciembre de 2005 el documento fue presentado por la Comisión Europea, destacándose el hecho que no estuvo acompañado de una propuesta marco respecto a los sistemas de apoyo; por lo tanto, entró en vigencia un período transitorio de siete años durante el cual los Estados miembros continúan con los mecanismos de incentivo que ya habían sido instaurados; esto con el fin de mantener la confianza en el sistema. Este documento será presentado y comentado en el numeral cuatro de este capítulo.

2.3. Garantía de origen

La Directiva 2001/77/CE exhortó a los Estados miembros para que realicen la gestión necesaria a fin de garantizar el origen de la electricidad proveniente de fuentes de energía renovable; para esto pueden asignar uno o varios organismos que supervisen y expidan garantías de origen, las cuales deberán tener reconocimiento mutuo entre los Estados miembros.

«Las garantías de origen indicarán la fuente de energía a partir de la cual se haya generado la electricidad, especificarán las fechas y lugares de generación, y precisarán, en el caso de las centrales hidroeléctricas, la capacidad, deberán servir para que los productores de electricidad que utilicen fuentes de energía renovable puedan demostrar que la electricidad que venden ha sido generada a partir de fuentes de energía renovable tal como se define en la presente Directiva».²⁴

²⁴ Ibid., p. 36.

2.4. Procedimientos administrativos

Los procedimientos administrativos concernientes a la generación de electricidad en el mercado interior de la Unión Europea 15 estuvieron definidos en el artículo 4º de la Directiva 96/92/CE²⁵ hasta el año 2003, cuando ésta fue sustituida por la Directiva 2003/53/CE²⁶. A partir de ese momento, dichos procedimientos quedaron definidos en el artículo 6º de la nueva legislación.

Respecto a los procedimientos administrativos para generar electricidad mediante fuentes de energía renovable, la Directiva 2001/77/CE estipuló que los Estados miembros debían realizar una evaluación periódica de los procedimientos establecidos en la Directiva 2003/53/CE, mencionada en el párrafo anterior, con el objetivo de:

*«Reducir los obstáculos reglamentarios y no reglamentarios al incremento de la producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovable; racionalizar y agilizar los procedimientos a nivel administrativo que corresponda; y asegurar que las normas sean objetivas, transparentes y no discriminatorias y tengan debidamente en cuenta las particularidades de las diferentes tecnologías que utilizan fuentes de energía renovables».*²⁷

2.5. Interconexión a la red eléctrica

Para garantizar el transporte y la distribución de la electricidad generada con fuentes de energía renovable, los Estados miembros pueden adoptar las medidas que consideren necesarias; sin embargo, la Directiva sugiere establecer el acceso prioritario a la red eléctrica como la principal disposición. También insta a los Estados miembros a establecer un marco normativo en el que se encuentren explícitos los gastos de adaptación técnica para los nuevos generadores, y cuando

²⁵ Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 19 de diciembre de 1996 sobre normas comunes para el mercado interior de electricidad, *Diario Oficial de las Comunidades Europeas*, N° L 27, 30.1.97, pp. 20-29.

²⁶ Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 26 de junio de 2003 sobre normas comunes para el mercado interior de electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE, *Diario Oficial de las Comunidades Europeas*, N° L 176, 15.7.2003, pp. 37-55.

²⁷ Directiva 2001/77/CE, op. cit., p. 36.

proceda, exigir a los operadores de las redes que asuman total o parcialmente los costos para la interconexión de nuevos generadores.

2.6. Informes posteriores a la publicación de la Directiva 2001/77/CE

En la Directiva 2001/77/CE se definieron los documentos que los Estados miembros y la Comisión Europea deben realizar, con el fin de evaluar los avances respecto a los objetivos indicativos nacionales y las medidas establecidas para alcanzarlos, de igual modo, se determinó la periodicidad y las fechas de entrega para dichos documentos.

Tabla 1.6 Informes relacionados a la Directiva 2001/77/CE

Estados miembros				
Informe en el que se establece los objetivos indicativos nacionales de consumo futuro de electricidad generada a partir de fuentes de energía renovable en términos de porcentaje del consumo de electricidad. (Art. 3, numeral 2)	27/oct/02	27/oct/07		
Informe en el que se analizará el grado de cumplimiento de los objetivos indicativos nacionales. (Art. 3, numeral 3; y Art. 6, numeral 2)	27/oct/03	27/oct/05	27/oct/07	27/oct/09
Comisión Europea				
Informe en el que se evaluará en qué medida los Estados miembros han avanzado en la realización de los objetivos indicativos nacionales, y la compatibilidad de éstos con el objetivo global del 12%. Este informe tendrá como base los documentos de los Estados miembros. (Art. 3, numeral 4)	27/oct/04	27/oct/06	27/oct/08	27/oct/10
Informe sobre la experiencia adquirida con respecto a la aplicación y la existencia simultánea de los distintos mecanismos de apoyo. (Art. 4, numeral 1)	27/oct/05			
Informe de síntesis sobre la aplicación de la Directiva.	31/dic/05	31/dic/10		

3. Comunicación de la Comisión al Consejo y al Parlamento Europeo – La cuota de las energías renovables en la UE – Informe de la Comisión de conformidad con el artículo 3º de la Directiva 2001/77/CE (2004)²⁸

La publicación de este documento tiene tres objetivos:

1. Evaluar el avance de los objetivos indicativos nacionales para el 2010, relativos a la generación de electricidad mediante el uso de fuentes de energía renovable.
2. Evaluar los avances respecto a la participación de 12 % de fuentes de energía renovable en el consumo bruto de energía para el 2010.
3. Proponer medidas concretas a nivel nacional y comunitario para garantizar el logro de ambos objetivos en el año 2010.

Aunque el documento hace una evaluación de las medidas que promueven las fuentes de energía renovable en los diferentes sectores (biomasa y construcción), el interés en este numeral consiste en presentar únicamente la información relacionada con el artículo 3º de la Directiva 2001/77/CE.

El artículo 3º explicita que la comisión debe evaluar la medida en que:

*«Los Estados miembros han avanzado en la realización de sus objetivos indicativos nacionales. Los objetivos indicativos nacionales son compatibles con el objetivo indicativo global del 12 % de consumo nacional bruto de energía en 2010 y, en particular, con una parte indicativa del 22,1 % de electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el consumo total de electricidad de la Comunidad en 2010».*²⁹

La Comisión Europea realizó la evaluación con base en la información que cada uno de los Estados miembros presentó en los informes exigidos por los numerales 2 y 3 del artículo 3º de la

²⁸ Comisión de las Comunidades Europeas, *Comunicación de la Comisión al Consejo y al Parlamento Europeo – La cuota de las energías renovables en la UE – Informe de la Comisión de conformidad con el artículo 3 de la Directiva 2001/77/CE. Evaluación de la incidencia de los instrumentos legislativos y otras políticas comunitarias en el desarrollo de la contribución de las fuentes de energía renovables en la UE y propuestas de medidas concretas*, COM (2004) 366 final, Bélgica (Bruselas), Mayo 26 de 2004.

²⁹ Directiva 2001/77/CE, op. cit., p. 35.

Directiva. En dicha evaluación la Comisión Europea concluyó respecto a la adopción de las metas indicativas que:

*«El objetivo adoptado por cada Estado miembro es compatible con los valores de referencia nacionales que figuran en la Directiva 2001/77/CE (...) Si los Estados miembros cumplen estos objetivos nacionales, la cuota global de electricidad generada a partir de fuentes de energía renovable en la Europa de los Quince llegará al objetivo de alrededor de 22 % en 2010, como exige la Directiva».*³⁰

Respecto a los avances de los objetivos indicativos a través de las medidas actuales concluyó que:

*«El objetivo de 2010 no se alcanzará con las políticas y medidas actuales, ni siquiera en una hipótesis basada en reducciones de la demanda total de electricidad como resultado de nuevas medidas de eficiencia energética. En vez de eso, las políticas actualmente aplicadas probablemente darán lugar a una cuota de entre 18 % y 19 % en 2010».*³¹

A manera de conclusión general plantea que:

*«La razón principal de que no se alcance el objetivo se debe a que la producción de electricidad a partir de biomasa no ha sido tan elevada como se preveía en un principio».*³²

Los informes nacionales dejan ver que la instauración de mecanismos de incentivo inadecuados y la falta de coordinación entre las políticas ha ocasionado un lento crecimiento del sector de la biomasa, y aunque la energía eólica ha crecido vertiginosamente, esto no será suficiente para contrarrestar el lento desarrollo de la biomasa.

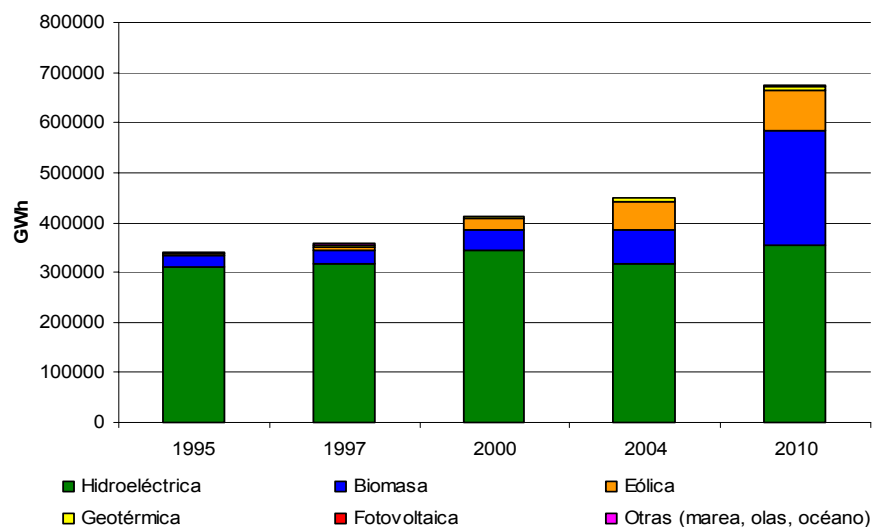
En la gráfica 1.2 se presenta el incremento de cada una de las fuentes de energía renovable desde 1995 hasta el año 2004, así como, la meta para el año 2010, en la que se hace evidente el peso de la biomasa para alcanzar los objetivos.

³⁰ CCE, COM (2004) 366 final, op. cit., p. 14.

³¹ Ibid., p.15.

³² Ibid., p.16.

Gráfica 1.2 Fuentes de energía renovable en la generación eléctrica entre 1995 y 2004, y metas indicativas para el año 2010



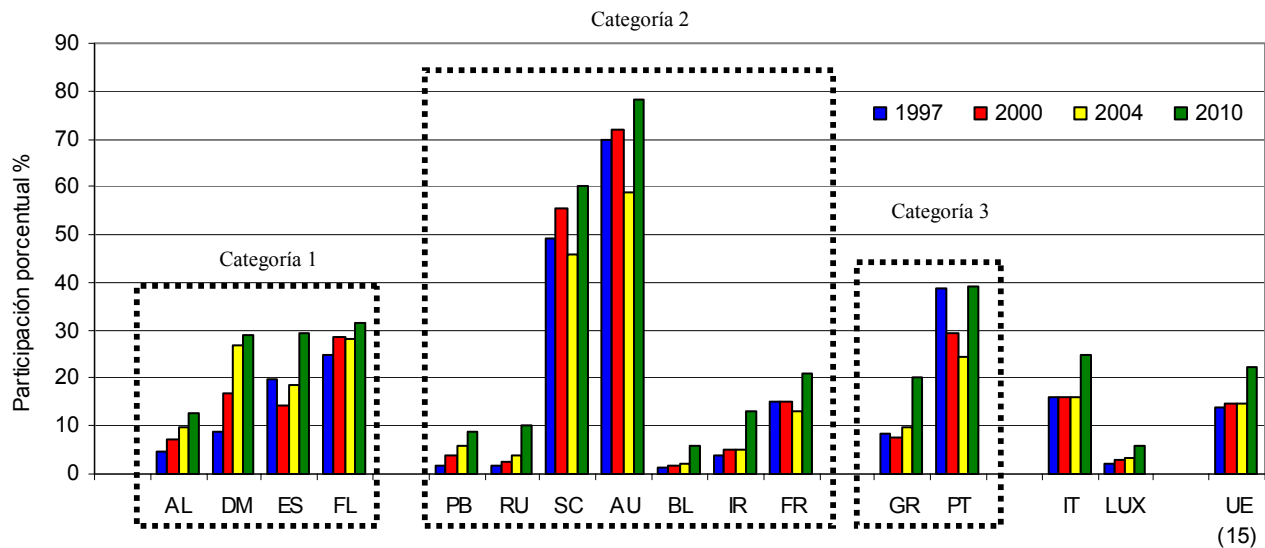
Fuente: Realización propia con información de Eurostat.

3.1. Evaluación del progreso a escala nacional

La Comisión Europea clasificó los Estados miembros en tres categorías de acuerdo al avance en el logro de los objetivos indicativos nacionales. En la primera categoría se hallan los Estados que estaban cerca de alcanzar sus objetivos (Alemania, Dinamarca, España y Finlandia); en la segunda categoría estaban los Estados que había comenzado a aplicar políticas adecuadas a fin de alcanzar los objetivos (Países Bajos, Reino Unido, Suecia, Austria, Bélgica, Irlanda y Francia); y en la tercera categoría se encontraban los Estados que estaban lejos de alcanzar sus objetivos indicativos (Grecia y Portugal). Hay dos Estados miembros por fuera de esta clasificación que eran Luxemburgo e Italia, los cuales adoptaron nuevas legislaciones en marzo del año 2004, dos meses antes de la publicación del documento que se está analizando.

En la gráfica 1.3 se presenta el avance porcentual respecto al consumo nacional total de electricidad para cada uno de los Estados miembros en el alcance de los objetivos indicativos. El color azul muestra la participación en 1997, año en el que fue emitido el Libro Blanco. Los colores rojo y amarillo representan el avance o retroceso en los años 2000 y 2004 respectivamente. El color verde corresponde a los valores de referencia para el año 2010.

Gráfica 1.3 Avance de los objetivos indicativos nacionales



Fuente: Realización propia con información de Eurostat.

Según la Comisión Europea, los informes de los Estados miembros dejaron entrever que las políticas actuales sólo permitirán alcanzar una cuota de 18 % ó 19 % del mercado de electricidad en el año 2010.




3.2. Evaluación del proceso de emisión de la garantía de origen

La Directiva 2001/77/CE ordenó a los Estados miembros la creación de un procedimiento específico para garantizar el origen de la electricidad proveniente de fuentes de energía renovable, para esto, y siguiendo el documento legislativo, los Estados miembros debieron designar un organismo que cumpliera dicha función.

La Comisión Europea evaluó tres aspectos del proceso: la aplicación de la legislación, la designación del organismo en cargo de emitir las garantías de origen, y si el procedimiento estaba completo o no. Los resultados para cada uno de los Estados miembros se encuentran sintetizados en la tabla 1.7, y fueron diferenciados por tres colores. El color verde indica que esa parte del proceso ha finalizado, el color amarillo indica que está en preparación y el color rojo que aún no ha sido realizada.

Tabla 1.7 Evaluación del sistema para garantizar el origen de la electricidad proveniente de fuentes de energía renovable

Estados miembros	Legislación	Organismos competentes para la expedición de las GO	Proceso completo
Austria		GRD	
Bélgica (Bruselas)		Otros	
Bélgica (Flandes)		Autoridad reguladora	
Bélgica (Valonia)		Autoridad reguladora	
Dinamarca		GRT	
Finlandia		GRT	
Francia		Otros	
Alemania		Audidores	
Grecia		GRD y GRT	
Irlanda		Autoridad reguladora	
Italia		GRT	
Luxemburgo		Autoridad reguladora	
Portugal		GRT	
España		Autoridad reguladora	
Suecia		GRT	
Países Bajos		GRT	
Reino Unido		Autoridad reguladora	

	Constitución finalizada
	En preparación
	No constituida
GRD	Gestor de la red de distribución
GRT	Gestor de la red de transporte

Fuente: Comisión de las Comunidades Europeas, COM (2004) 366 final, pp. 19-20.

Los únicos Estados miembros que habían consolidado un procedimiento ágil para emitir las garantías de origen fueron Austria, Bélgica (Valonia), Finlandia, Luxemburgo y Suecia. Bélgica (Flandes), Dinamarca, Países Bajos y Reino Unido instauraron la legislación y definieron el organismo que emitiría las garantías de origen, sin embargo, sus sistemas no estaban funcionando a cabalidad.

Los Estados miembros han manifestado su preocupación respecto a la contabilidad de la energía eléctrica intercambiada entre ellos y certificada a través de garantías de origen. En este asunto la Comisión Europea determinó lo siguiente:

*«Un Estado miembro sólo podrá incluir una contribución en forma de importación procedente de otro Estado miembro si el país exportador ha aceptado expresamente, y ha indicado en una garantía de origen, que no utilizará el volumen de electricidad FER indicado para alcanzar su propio objetivo y, por lo tanto, ha aceptado que dicha electricidad sea tenida en cuenta en el objetivo del Estado miembro importador (...) a falta de acuerdo del país exportador, la producción se contará dentro del objetivo de este país exportador».*³³

3.3. Evaluación de los procedimientos administrativos y de conexión a la red eléctrica

Si bien los mecanismos de incentivo son fundamentales para impulsar la generación de electricidad proveniente de fuentes de energía renovable, estos no son condición suficiente para lograrlo, debido a que los propietarios de las plantas requieren realizar procedimientos administrativos para tramitar las licencias ambientales, de gestión, entre otras, además de iniciar trámites para la conexión a la red eléctrica, los cuales podrían obstaculizar el proceso. Por lo tanto, la integración óptima de los procedimientos administrativos y de conexión a la red eléctrica con las políticas regionales y locales hace que la aplicación de los mecanismos de incentivo sea eficaz.

La tabla 1.8 presenta de manera sintética los resultados de la evaluación que realizó la Comisión Europea respecto a los procedimientos administrativos y de conexión a la red desarrollados en cada uno de los Estados miembros.

En las conclusiones, la Comisión Europea comentó que Dinamarca, Finlandia, Alemania, España y Reino Unido superaron los obstáculos administrativos y de conexión a la red; sin embargo, estos persisten en otros Estados miembros, especialmente, en lo relacionado con largos y complejos procedimientos para solicitar las autorizaciones respectivas. Esto último es consecuencia de la falta de coordinación entre los diferentes niveles administrativos (nacional, regional y local), y la errónea definición de normas que rigen el acceso a la red eléctrica, la cuales

³³ Ibid., pp. 20-21.

no garantizan un marco jurídico fundamentado en criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios.

Tabla 1.8 Evaluación de los procedimientos administrativos y de conexión a la red

Estados miembros	Obstáculos administrativos	Obstáculos a la conexión a la red
Austria	☺	☺
Bélgica	☺	☺
Dinamarca	☺	☺
Finlandia	☺	☺
Francia	☹	☹
Alemania	☺	☺
Grecia	☹	☹
Irlanda	☺	☹
Italia	n.d.	n.d.
Luxemburgo	n.d.	n.d.
Portugal	☹	☹
España	☺	☺
Suecia	☺	☺
Países Bajos	☹	☺
Reino Unido	☺	☺

☺= Buenas condiciones

☺= Condiciones correctas

☹= Condiciones insuficientes/grandes obstáculos

n.d.= Información no disponible

Fuente: Comisión de las Comunidades Europeas, COM (2004) 366

final, Bélgica (Bruselas), Mayo 26 de 2004, p. 18.

3.4. Acciones concretas

Teniendo en cuenta que la meta de 22 % está lejos de ser alcanzada en el tiempo previsto, al final del documento, la Comisión Europea invitó a los Estados miembros y a la Comunidad en general a desarrollar acciones concretas.

«Para apoyar el desarrollo de las fuentes de energía renovable existen diferentes medios a disposición de los Estados miembros, como las tarifas de introducción de

*energía renovable en la red eléctrica (feed-in tariffs), los certificados verdes, los mecanismos basados en el mercado, las exenciones de impuestos, etc. Ha llegado el momento de que todos los Estados miembros pongan en práctica estas ideas. Los Estados miembros necesitan crear condiciones equitativas para todos en el sector de la energía, incluyendo factores sociales externos en la relación costes-beneficios en su marco de política energética».*³⁴

A nivel comunitario, la Comisión Europea hizo énfasis en el papel que juega la ayuda financiera para alcanzar los objetivos; por lo tanto, planteó que:

*«Es necesario movilizar todos los principales instrumentos financieros de la Comunidad, en particular los futuros Fondos Estructurales y de Cohesión, el apoyo financiero que puede obtenerse a través de los programas de cooperación internacional de la Comunidad y la política agrícola común».*³⁵

La Comisión Europea también expuso la necesidad de explorar medidas adicionales a fin de disminuir la brecha entre la demostración de tecnologías y su comercialización, apoyar las acciones a nivel local y regional para eliminar los obstáculos no tecnológicos, acelerar el ritmo de la ayuda pública para la investigación, el desarrollo tecnológico y la demostración, compartir la responsabilidad con las demás políticas comunitarias, y elaborar directrices para los Estados miembros ofreciendo propuestas administrativas en caso necesario.

4. Comunicación de la Comisión Europea – El apoyo a la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovable (2005)³⁶

Este documento responde la solicitud de los artículos 4º y 8º de la Directiva 2001/77/CE.

³⁴ Ibid., p. 41.

³⁵ Ibid.

³⁶ Comisión de las Comunidades Europeas, *Comunicación de la Comisión – El apoyo a la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovable*, COM (2005) 627 final, Bélgica (Bruselas), Diciembre 7 de 2005.

El artículo 4º establece que la Comisión Europea debió presentar, a más tardar el 27 de octubre de 2005, una evaluación bajo el criterio de «*coste-eficacia*» debidamente documentada sobre la experiencia adquirida derivada de la aplicación simultánea de los distintos mecanismos de incentivo en los Estados miembros. El mismo artículo determinó que el informe habría podido ir acompañado, en su caso, de una propuesta comunitaria.

El artículo 8º establece la realización de un documento síntesis basado en los informes de cada uno de los Estados miembros, en el que serían analizados: los procedimientos para garantizar el origen de la electricidad generada mediante el uso de fuentes de energía renovable, el grado de cumplimiento de los objetivos nacionales, las fases para establecer los procedimientos administrativos (coordinación entre los diferentes niveles administrativos, establecimiento de los procedimientos de autorización para las plantas de generación eléctrica que usan fuentes de energía renovable, y designación de autoridades para que actúan como mediadoras en caso de conflicto), las medidas adoptadas para facilitar la conexión a la red eléctrica, y la viabilidad de introducir medidores bidireccionales. De la misma manera que en el artículo 4º, se planteó que de ser necesario, la Comisión Europea podría haber propuesto la adopción de normas comunes.

En los numerales siguientes se presenta la evaluación de cada uno de los puntos mencionados en los párrafos anteriores.

4.1. Evaluación de los sistemas de apoyo bajo el criterio de «*coste-eficacia*»³⁷

Los costos de la electricidad generada con fuentes de energía renovable presentan dos características importantes: la incidencia directa en el funcionamiento del mecanismo de incentivo o sistema de apoyo y el rango de oscilaciones entre los Estados miembros. Es por esto que aunque un mismo mecanismo sea instaurado en diferentes Estados miembros su funcionamiento es diferente. Teniendo en cuenta esto, la Comisión Europea decidió evaluar los sistemas de apoyo para cada una de las diferentes tecnologías. El criterio de evaluación fue el de

³⁷ El análisis coste-eficacia es una herramienta que ayuda en la toma de decisiones. Su finalidad es identificar la manera más eficaz, desde el punto de vista económico, de alcanzar un objetivo. En el marco de la evaluación, este análisis permite contrastar la eficiencia económica de un programa o de un proyecto, y comparar entre sí, políticas, programas o proyectos. Se confrontan diversas alternativas con el objetivo de elegir la más adecuada que permita obtener un resultado concreto al coste menos elevado posible.

«*coste-eficacia*», donde se tiene en cuenta la diferencia entre el ingreso total obtenido por la energía eléctrica producida y el costo de la producción. Cuanto mayor es la brecha entre los costos de producción y el apoyo otorgado, menor es la relación *coste-eficacia* del sistema.

4.1.1 Energía eólica

Los sistemas de apoyo más eficaces para impulsar el uso de turbinas de viento son los utilizados por Alemania, España y Dinamarca. Estos sistemas consisten en ofrecer tarifas garantizadas reguladas a los propietarios de las plantas generadoras.

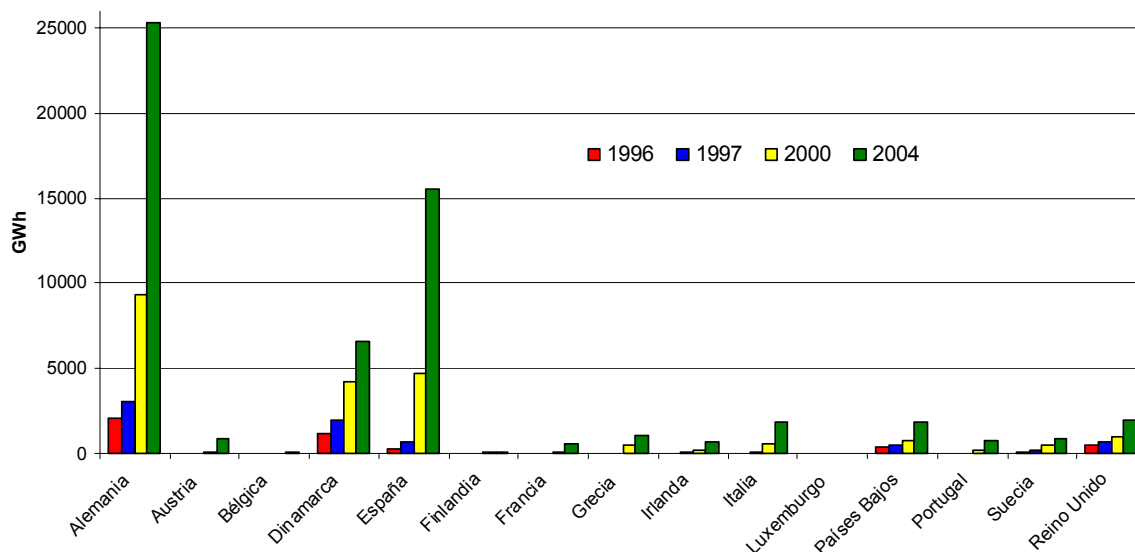
Los sistemas de apoyo que utilizan certificados verdes presentan una gran brecha entre los costos de producción y el apoyo otorgado. Los costos de producción elevados se deben, probablemente, a un mayor riesgo en la inversión ya que el mercado de certificados es aún incipiente.

En términos generales, los análisis muestran que una cuarta parte de los Estados miembros otorgó apoyos reducidos, impidiendo así, el despegue de la energía eólica. Otra cuarta parte facilitó apoyos suficientes pero obtuvo resultados mediocres debido a las barreras administrativas y de conexión a la red.

Por lo que respecta a los beneficios para el propietario de la planta generadora, los sistemas de apoyo que utilizan tarifas garantizadas son eficaces con un beneficio relativamente bajo. Por otra parte, los certificados verdes muestran, en teoría, elevados márgenes de beneficio. Es conveniente resaltar que el sistema de certificados verdes es relativamente nuevo, y la situación mencionada podría estar influenciada por efectos transitorios.

En la gráfica 1.4 se presenta la penetración alcanzó la energía eólica en cada uno de los Estados miembros de la Unión Europea 15, desde el año 1996 hasta el año 2004. Allí se evidencia el liderazgo de Alemania, Dinamarca y España en cuanto al aprovechamiento de este recurso energético. En el 2004, estos tres Estados contribuyeron con el 81 % del total de la electricidad eólica en la región.

Gráfica 1.4 Evolución de la energía eólica en la Unión Europea 15



Fuente: Realización propia con información de Eurostat.

4.1.2. Silvicultura para biomasa

Los Estados que mostraron mayor desarrollo en este sector fueron Dinamarca y Finlandia. En ambos, la biomasa ha sido aprovechada para fines energéticos con tecnologías de vanguardia, predominan condiciones de planificación estable y existe una importante combinación entre generación eléctrica y producción de calor. En Dinamarca, los sistemas de apoyo que registraron el mejor rendimiento, tanto en eficacia como en rentabilidad económica, fueron las tarifas garantizadas y la instalación de centralizadas de cogeneración que utilizan paja para la combustión³⁸. En Finlandia el sistema mixto de desgravación fiscal e inversión se destacó como el mejor sistema para promover el uso de esta fuente energética.

Entre los sistemas de apoyo, las tarifas garantizadas arrojaron mejores resultados que los certificados verdes. Estos últimos incrementan los riesgos para los inversionistas obstaculizando el verdadero despegue del sector de la biomasa. En la eficacia de los sistemas influyen

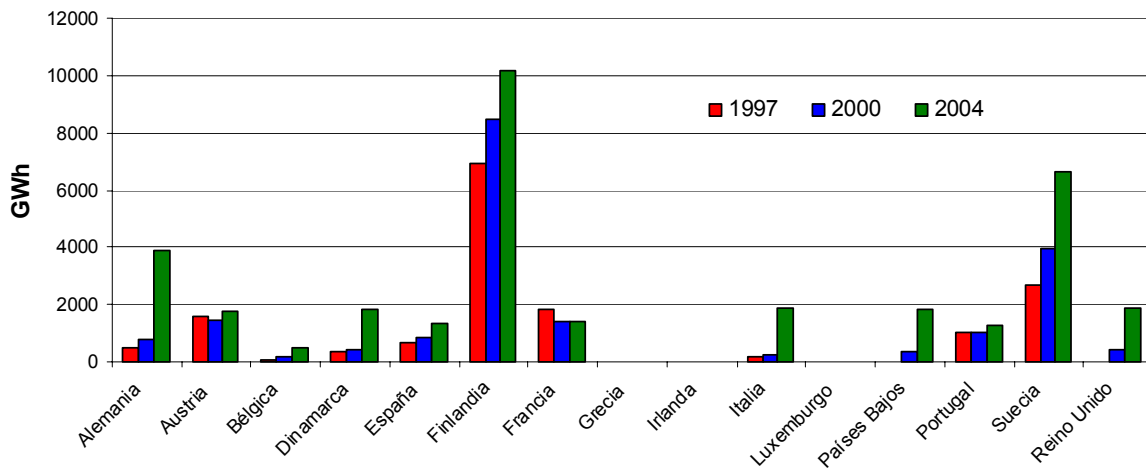
³⁸ El uso de la paja como biomasa se incluye en los análisis de la silvicultura para biomasa aunque por su origen no es un producto forestal. Dinamarca es el principal país en el uso de este tipo de biomasa. CCE, COM (2005) 627 final, op. cit.

considerablemente factores distintos de la elección del instrumento financiero (obstáculos de infraestructura, tamaños de las instalaciones, gestión forestal óptima, existencia de instrumentos secundarios, etc.)

En términos generales, casi la mitad de los Estados miembros ofrece incentivos insuficientes para la silvicultura. Por esta razón, la Comisión Europea manifestó que el desarrollo del sector requeriría mayores incentivos para la explotación de los bosques; así, la madera podría llegar a todos los usuarios y las deficiencias del mercado de residuos madereros serían disminuías.

En la gráfica 1.5 se presenta la evolución de la biomasa en cada uno de los Estados miembros de la Unión Europea 15. Se destacan Finlandia, Suecia y Alemania al presentar una mayor utilización de esta fuente energética. Los tres Estados concentran una participación de 60 % respecto al total de biomasa utilizada en la generación eléctrica en el 2004.

Gráfica 1.5 Evolución de la biomasa sólida en la Unión Europea 15



Fuente: Realización propia con información de Eurostat.

4.1.3. Sector del biogás

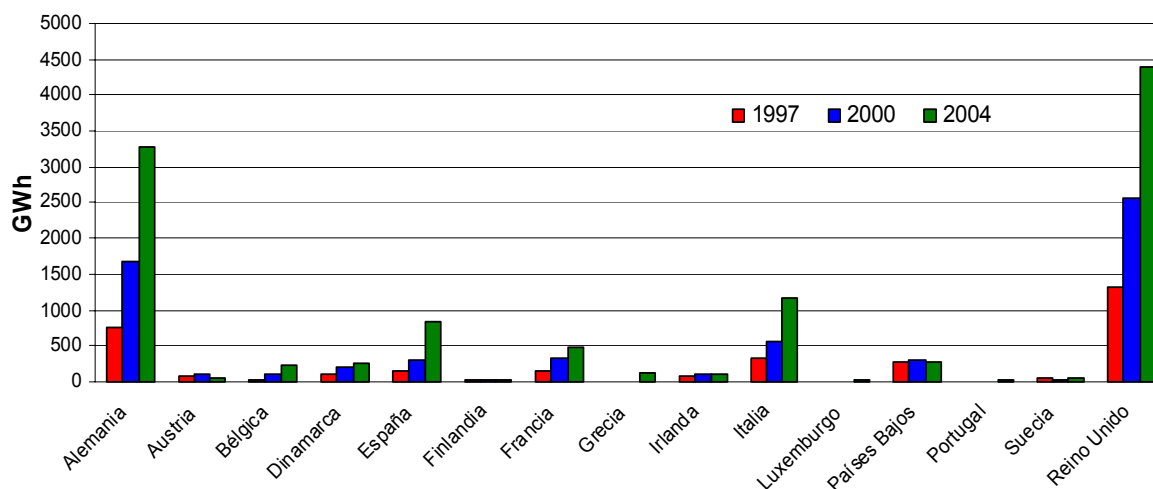
En el sector del biogás hay seis Estados que presentan una eficiencia superior a la media de la Unión Europea. Cuatro de ellos utilizan tarifas garantizadas como mecanismo de incentivo

(Dinamarca, Alemania, Grecia y Luxemburgo), y los otros utilizan certificados verdes (Reino Unido e Italia).

Al igual que sucede en el sector de la biomasa, el análisis es más complejo que para las otras tecnologías ya que los resultados están influenciado por diversos factores. Entre ellos se destacan: las posibilidades agro-económicas y el tamaño de la planta (las grandes plantas tienen una mayor eficacia; sin embargo, las pequeñas son importantes para la economía rural aunque su costo es más elevado). En el caso del biogás agrícola³⁹, los costos de producción son más elevados pero también lo son los beneficios para el medio ambiente. Y en el caso de los gases de vertedero, el costo es menor pero el beneficio para el medio ambiente es reducido.

Aproximadamente el 70 % de los Estados miembros no proporciona apoyo suficiente para el desarrollo de esta tecnología.

Gráfica 1.6 Evolución del biogás para generar electricidad en la Unión Europea 15



Fuente: Realización propia con información de Eurostat.

En la gráfica 1.6 se evidencia que Alemania y el Reino Unido son líderes en la Unión Europea en cuanto al uso de biogás para generar electricidad. En el año 2004, el 67 % de la electricidad generada con este insumo energético provino de estos dos Estados miembros.

³⁹ En el biogás se incluyen todos los procesos de fermentación de la biomasa: biogás con fermentación combinada, gases de plantas de depuración y gases de vertedero. El biogás agrícola es el resultado del tratamiento específico de los residuos de la producción animal o vegetal o de cultivos energéticos específicos. El biogás de vertedero implica la extracción de metano a partir de residuos ya vertidos. *Ibíd.*, p. 9.

4.1.4. Otras fuentes de energía renovable

Las pequeñas centrales hidroeléctricas presentan grandes variaciones tanto en los apoyos como en los costos de producción; y su desarrollo se caracteriza, principalmente, por la presencia de barreras.

La energía solar fotovoltaica está siendo activamente promocionada por Alemania (líder mundial), Países Bajos, España, Luxemburgo y Austria.

La energía geotérmica, la energía del oleaje y mareomotriz, y la energía solar térmica de concentración no fueron incluidas en el informe de evaluación, ya que muy pocos Estados miembros ofrecen apoyos para incentivar su uso; además, éstas no tienen aplicación a escala industrial.

Las grandes centrales hidroeléctricas constituyen una fuente de energía renovable bien desarrollada; por lo tanto, no requieren de algún tipo sistema de apoyo o mecanismo de incentivo para incrementar su participación en la matriz eléctrica.

4.2. Coexistencia o armonización

Este documento no fue acompañado de una propuesta marco relativa a los mecanismos de incentivo o sistemas de apoyo. En lo que respecta a este tema, la Comisión Europea concluyó que la armonización parece muy difícil de lograr en el corto plazo, debido, principalmente, a las enormes diferencias observadas en el potencial y en la evolución de las fuentes de energía renovable en cada uno de los Estados miembros. Por lo tanto, introducir cambios en el sistema podría tal vez interrumpir el avance ya alcanzado en determinados mercados y dificultar el logro de las metas indicativas de los Estados miembros. Sin embargo, la Comisión Europea propone analizar las ventajas y desventajas de la armonización frente a los diferentes sistemas de apoyo, teniendo en cuenta la evolución de los mismos en el medio y largo plazo.

4.3. Obstáculos administrativos

A fin de reducir el tiempo de los procesos de autorización para la puesta en marcha de las plantas de generación, la Comisión Europea identificó los obstáculos administrativos y recomendó cómo superar cada uno de ellos. Las dificultades encontradas y las acciones para superarlas son las siguientes:

1. Gran número de autoridades implicadas y falta de coordinación entre ellas: Existen varios niveles de competencia para autorizar el funcionamiento de plantas generadoras (nacional, regional y local), produciendo retrasos, incertidumbre sobre la inversión y multiplicación de esfuerzos, lo que ocasiona una mayor demanda de incentivos para compensar los riesgos. En este respecto, la Comisión Europea sugirió el nombramiento de servicios únicos de autorización para coordinar los procedimientos administrativos en los diferentes niveles, y propuso la utilización de formularios y requisitos normalizados.
2. Largos períodos de espera para obtener los permisos pertinentes: La Comisión Europea recomendó la elaboración de lineamientos claros para los procedimientos de autorización que incorporen plazos obligatorios de respuesta para las autoridades competentes.

*«Tal como lo establece la jurisprudencia del Tribunal de Justicia, los procedimientos de autorización deben basarse en criterios objetivos, no discriminatorios y conocidos de antemano por las empresas interesadas, de forma que queden establecidos los límites del ejercicio de la facultad de apreciación de las autoridades nacionales, con el fin de que ésta no pueda utilizarse de manera arbitraria».*⁴⁰

3. Las fuentes de energía renovable no son tenidas en cuenta en los planes de ordenamiento territorial: Esto ocasiona demoras en la realización de los proyectos, ya que para ponerlos en marcha primero hay que realizar un nuevo plan de ordenamiento territorial. Por esta razón, la Comisión Europea sugirió el desarrollo de preordenaciones por parte de las autoridades, con el fin de que éstas prevean el desarrollo de futuros proyectos con fuentes de energía renovable en sus regiones, y de esa manera, designar zonas adecuadas.

⁴⁰ Ibid., p. 16.

4.4. Cuestiones relativas al acceso a la red eléctrica

Debido a que son pocos los Estados miembros que han creado disposiciones normativas que garanticen el transporte y la distribución de la electricidad proveniente de fuentes de energía renovable, la Comisión Europea recomendó que: el reparto de los costos debe ser transparente y no discriminatorio; la infraestructura de la red eléctrica debe ser ajustada a fin de incorporar la electricidad generada con fuentes de energía renovable sin inconvenientes de tipo técnico; los costos relativos al desarrollo de la infraestructura de la red eléctrica deben ser asumidos por los administradores de la red eléctrica; y los precios para la electricidad en toda la red deben ser equitativos y transparentes, teniendo en cuenta la ventaja de la producción integrada.

A nivel comunitario, en este respecto, la Comisión Europea planteó la necesidad de desarrollar una mejor planificación y gestión de las redes. Comentó también que el Programa de redes transeuropeas de energía y los programas marco de investigación y desarrollo tecnológico han comenzado a financiar estudios sobre la adaptación y optimización de la red eléctrica para la integración de proyectos con electricidad proveniente de fuentes de energía renovable.

4.5. Acciones concretas

La Comisión Europea consideró inadecuado presentar una propuesta marco sobre la armonización de un sistema de apoyo específico. En contaste, propuso un sistema con un enfoque coordinado, que estaría fundamentado en el desarrollo de actividades de cooperación entre los Estados miembros y en la optimización de los sistemas de apoyo nacionales. Dicho enfoque tendrían en cuenta la relación coste-eficacia de los mecanismos de incentivo y la supresión de obstáculos administrativos y de acceso a la red.

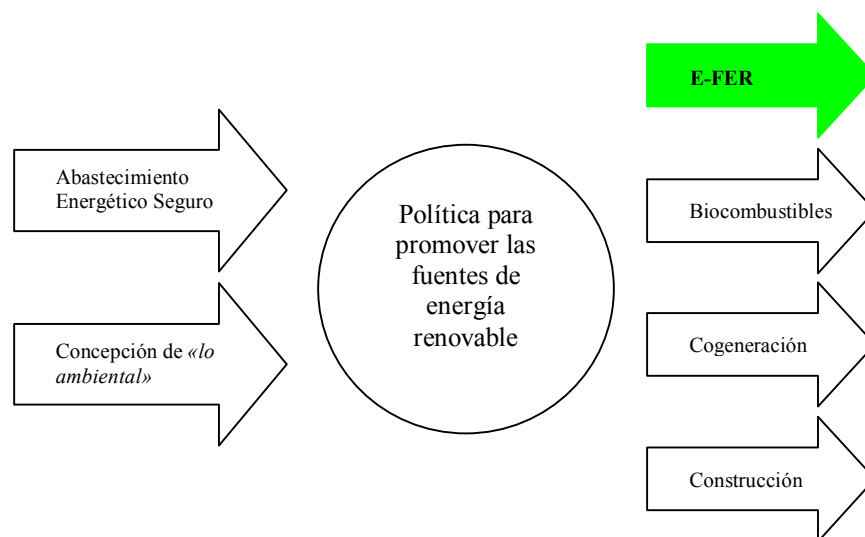
Simultáneamente, la Comisión Europea seguirá analizando las opciones y los impactos de una mayor optimización, coordinación y posible armonización. También estudiará las condiciones del proceso de liberalización y capacidad de transporte de los sistemas de redes eléctricas.

5. Conclusiones

Las políticas para promover el uso de fuentes de energía renovable en la Unión Europea fueron consecuencia dos acontecimientos. El primero fue el de las crisis petroleras (1973 y 1979) que evidenció diversos problemas, hacia futuro, derivados del desabastecimiento de hidrocarburos. El segundo acontecimiento fue la problemática ambiental concerniente al cambio climático, que fue difundida mundialmente en 1992 a través del acuerdo de la convención marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático, en el que la Unión Europea tomó la delantera. Estos dos sucesos fueron el motor de las políticas emitidas en años posteriores.

En la figura 1.1 se observa de manera esquemática el origen y la evolución de la política para promover las fuentes de energía renovable en la Unión Europea. Allí puede verse que ésta fue desagregada en cuatro directivas, que corresponden a los diferentes tipos de aplicación.

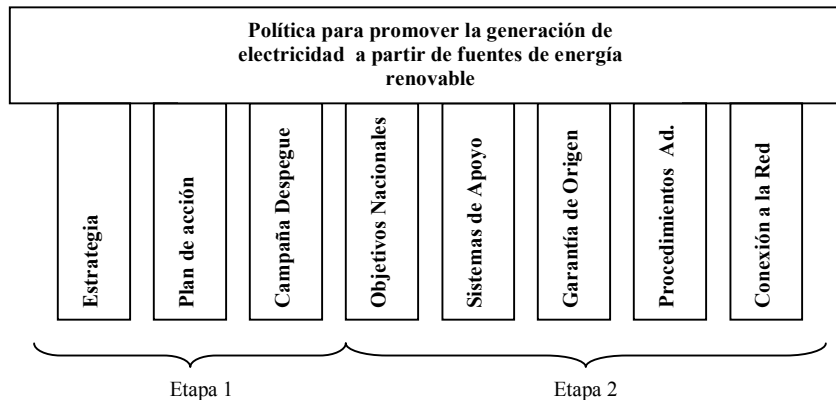
Figura 1.1 Esquematización de la política sobre fuentes de energía renovable en la Unión Europea



Pasando a la política que promueve la generación de electricidad mediante el uso de fuentes de energía renovable, quedó explícito que ésta fue estructurada con base en ocho pilares, los cuales fueron establecidos en dos etapas. La primera etapa comprendió la discusión del objetivo rector de 12 % y la elaboración y puesta en práctica del «*Libro Blanco Energía para el Futuro: Fuentes de Energía Renovable*»; en esta etapa surgieron tres elementos conductores que son: la estrategia, el plan de acción comunitario y la campaña de despegue. La segunda fase se inició con la Directiva 2001/77/CE, que propuso cinco directrices más: objetivos indicativos nacionales,

sistemas de apoyo o mecanismos de incentivo, garantías de origen, definición de los procesos administrativos y de conexión a la red. La figura 1.2 esquematiza esta política.

Figura 1.2 Estructura de la política para promover la generación de electricidad mediante el uso de fuentes de energía renovable en la Unión Europea



Las evaluaciones de la Comisión Europea sobre el avance y despliegue de esta política dejan ver que existen importantes dificultades en la implementación de la Directiva 2001/77/CE, específicamente, en la parte relacionada con los procedimientos administrativos y de conexión a la red eléctrica. De estas discrepancias, no explícitas en el documento de la Comisión Europea, puede inferirse que hay una contrariedad entre el subsector eléctrico y el de la electricidad renovable, que surge por intentar uniformizar dos subsectores con estructuras productivas y de funcionamiento distintas.

Teniendo en cuenta las conclusiones de la Comisión Europea respecto a la propuesta de armonización que hubiese podido acompañar la evaluación de los sistemas de apoyo, se concluye que, de haberse realizado, no sólo hubiese torpedeado los avances en algunos Estados miembros, ya que estos hubiesen tenido que cambiar sus mecanismos de incentivo por otros, sino también, se hubiese atropellado el principio de subsidiariedad, en el que se apoyan los Estados miembros para acatar las políticas comunitarias sin ceder en la soberanía de sus naciones.

Para los próximos años se vislumbra que las acciones seguirán encaminadas en la reglamentación de la Directiva 2001/77/EC. Para esto, las instituciones europeas, a pesar de sus diferencias y

enfoques políticos⁴¹, tendrán que encontrar los instrumentos más adecuados para conseguir los resultados que desean en el mediano y largo plazo.

En el ámbito internacional, la política de la Unión Europea en materia de electricidad renovable busca una posición hegemónica que favorezca la industria de los Estados miembros líderes en la fabricación de estas tecnologías, especialmente, en el campo de la energía eólica, donde se destacan las compañías alemanas y danesas, y en la biomasa donde la industria finlandesa tiene la vanguardia.

⁴¹ Rowlands, I.H., “The European directive on renewable electricity conflicts and compromises”, *Energy Policy*, vol.33, issue 8, May, 2005, pp. 965-974.

Capítulo dos

El subsector eléctrico en la Unión Europea 15

Introducción

En 1996, la Unión Europea emitió la Directiva 96/92/CE con el fin de instaurar las normas comunes para el mercado interior de electricidad e implementar una fase más del proceso de liberalización. Este documento extendió directrices operativas y contables para cada una de las actividades de la cadena productiva del subsector. Respecto a la apertura del mercado eléctrico, la Directiva especificó las cuotas de apertura y los tiempos en los que debía llevarse a cabo cada cuota. La primera apertura, según la Directiva, se hizo para los usuarios finales con un nivel de consumo superior a 40 GWh; la segunda, tres años después de emitido el documento legislativo, fue para niveles de consumo superiores a 20 GWh; y la tercera, seis años posteriores a la emisión de la Directiva, para un nivel de consumo superior a 9 GWh. En el año 2003, esta Directiva fue derogada para la Directiva 2003/53/CE. En términos generales se mantuvieron los lineamientos; sin embargo, en lo que respecta a la apertura del mercado eléctrico, ésta última dio como plazo para la liberalización total el 1° de julio del año 2007.

El estudio del subsector eléctrico europeo, en este proyecto, está estrictamente delimitado a la posible armonización de un sistema de apoyo para promover la electricidad generada con fuentes de energía renovable, y a los procesos de conexión de las plantas que generan dicha electricidad a la red eléctrica. Ambos asuntos son explícitos en la Directiva 2001/77/CE.

El proceso de armonización busca uniformizar un sistema de apoyo o mecanismo de incentivo en la región europea y armonizar este sistema con el mercado interior de electricidad. Antes de entrar a discutir la armonización (capítulo cinco), es conveniente estudiar cómo funciona el

subsector eléctrico europeo y saber si éste es homogéneo o uniforme en la región, específicamente, en lo que respecta a la apertura del mercado.

Conocer el funcionamiento del subsector eléctrico europeo permite inferir cuáles serían los efectos que tendría este mercado sobre el de las renovables; si esos efectos serían de carácter regresivo o progresivo respecto a los niveles ya alcanzados; o si la armonización sólo es un proceso de subordinación del segundo mercado al primero dejando de lado los objetivos políticos.

El objetivo de este capítulo es presentar el subsector eléctrico de la Unión Europea 15 teniendo en cuenta tres aspectos: Marco institucional, liberalización y estructura del subsector eléctrico. Estos tres elementos dan cuenta, de manera general, del funcionamiento del subsector y del grado de liberalización del mismo.

1. Alemania

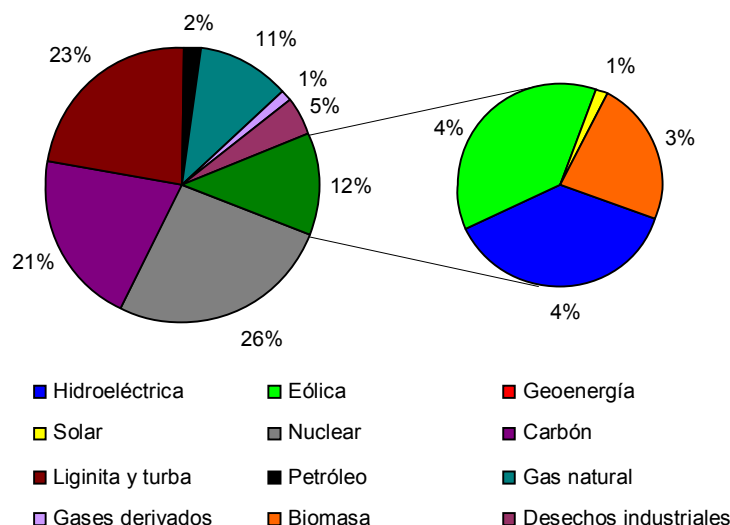
La generación total bruta de energía eléctrica en Alemania en el año 2005 fue de 620 300 GWh, de los cuales, 71 789 GWh provinieron de fuentes de energía renovable distribuidos de la siguiente manera: hidroelectricidad 26 717 GWh; energía eólica 27 229 GWh; energía solar fotovoltaica 1 282 GWh y biomasa 16 570 GWh. La participación porcentual de las fuentes de energía renovable en la generación bruta fue de 11,6 % (Gráfica 2.1).

1.1. Marco institucional

Alemania es una república federal constituida por 16 estados. La administración federal decide sobre el marco legislativo general a través de la constitución y las leyes nacionales. El gobierno federal es responsable por la regulación del subsector eléctrico, a través de la Ley de suministro de electricidad y gas, que fue modificada en 1997 y entró en vigor en 1998.⁴²

⁴² European Renewable Energy Council (EREC), *Renewable Energy Policy Review – Germany*, ALTENER, Brussels, May, 2004.

Gráfica 2.1 Generación de electricidad en Alemania en el año 2005



Fuente: Realización propia con información de Eurostat.

Tanto los estados como la federación tienen poder legislativo para emprender actividades de promoción respecto a las fuentes de energía renovable; por lo tanto, la responsabilidad cae sobre diferentes instituciones a nivel nacional y estatal. A nivel nacional los órganos encargados son el Ministerio Federal para el Medioambiente, la Conservación de la Naturaleza y la Seguridad Nuclear⁴³; el Ministro Federal para la Protección al Consumidor, la Alimentación y la Agricultura⁴⁴; el Ministerio Federal de Economía y Tecnología⁴⁵; y los Ministerios de Economía y Medioambiente⁴⁶.

1.2. Liberalización del mercado eléctrico

El proceso de liberalización del mercado eléctrico alemán inició en 1998 a través de la Ley nacional de energía (EnWG), la cual tenía como objetivo incorporar los lineamientos de la Directiva 96/92/CE.

⁴³ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) por su nombre en alemán.

⁴⁴ Bundesministerium für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft (BMVEL) por su nombre en alemán.

⁴⁵ Bundesministerium für Wirtschaft und Technology (BMW) por su nombre en alemán.

⁴⁶ Umwelt und Wirtschaftministerien der Bundesländer en alemán.

Esta Ley separó y liberalizó completamente todos los segmentos de la cadena energética del subsector eléctrico.⁴⁷ La respuesta de las compañías consistió en la fusión de la mayoría de ellas. Se destaca la alianza, en 1997, entre *Badenwerk* y *Energieversorgung Schwaben* (EVS) para conformar *Energie Baden-Württemberg AG* (EnBW).

A la fecha (2006), la concentración del mercado alemán y los precios de la electricidad se han incrementado. No hay competencia real como lo promulgó la Ley alemana y las Directivas 96/92/CE y 2003/53/CE. No hay control de los precios, por lo que el consumidor es el gran perdedor en este proceso de liberalización. Esto ha ocasionado por un lado un sentimiento de nacionalización de la industria eléctrica, y por otro lado, la instauración de una ley de competencia.⁴⁸

La preocupación de las instituciones y compañías de electricidad alemanas es la ampliación de la cobertura del mercado europeo. Más cuando, la demanda eléctrica regional sigue creciendo. Actualmente, dos de las compañías líderes en el mercado eléctrico europeo son de origen alemán: E.ON y RWE.

1.3. Estructura del subsector eléctrico

La estructura del subsector eléctrico que se presenta a continuación corresponde a la configuración alcanzada después del proceso de liberalización.

En esta estructura se destaca el hecho que cuatro compañías aportan el 95,6 % del total de la electricidad generada (RWE, E.ON, EnBW y Vattenfall Europe⁴⁹), controlan el 100 % del sistema de transmisión nacional y el 72,2 % de la comercialización.

⁴⁷ Leprich, U., Bauknecht, D., *SUSTELNET Policy and Regulatory Roadmaps for the Integration of Distributed Generation and the Development of Sustainable Electricity Network - Review of Current Electricity Policy and Regulation – Germany Study Case*, February 2003.

⁴⁸ PIQUE, *Liberalisation, privatization and regulation in the German electricity sector*, WSI – Hans Böckler Stiftung, Germany, November, 2006.

⁴⁹ La compañía Vattenfall Europe fue constituida por HEW, BEWAG y VEAG.

Tabla 2.1 Estructura del subsector eléctrico alemán

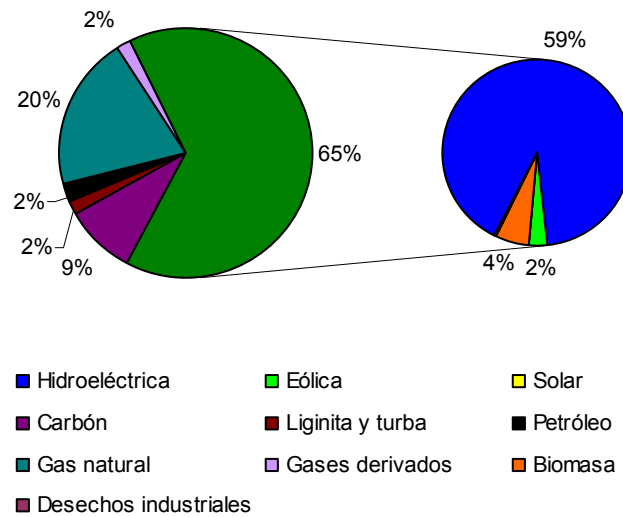
Segmento	Participación porcentual
Generación	4 compañías generan 95,6 %
	RWE 38,7 %
	E.ON 26,5 %
	EnBW 13,8 %
	Vattenfall Europe 16,2 %
Transmisión	Otras 4,4 %
	Compañías de servicio público municipales
	Generadores regionales
Distribución de bajo voltaje	Generadores locales
	El 100 % del sistema de transmisión está en manos de 4 compañías (RWE, E.ON, EnBW y Vattefall Europe).
Comercialización	50 compañías regionales
	700 compañías de servicio público municipales
	4 compañías controlan el 72,2 %
	RWE 16,8 %
	E.ON 22,1 %
	EnBW 19,5 %
	Vattenfall Europe 14,4 %
	Otras 27,2 %
	700 compañías de servicio público municipales
	Generadores regionales

Fuente: Nagel, et. al, (2006), Renz (2001) y Pique (2006), en: PIQUE, *Liberalisation, privatization and regulation in the German electricity sector*, WSI – Hans Böckler Stiftung, Germany, November, 2006.

2. Austria

La generación total bruta de energía eléctrica en Austria en el año 2005 fue de 65 718 GWh, de los cuales, 42 350 GWh provinieron de fuentes de energía renovable distribuidos de la siguiente manera: hidroelectricidad 38 612 GWh; energía eólica 1 328 GWh; energía solar 14 GWh y biomasa 2 362 GWh. La participación porcentual de las fuentes de energía renovable en la generación bruta fue de 64,5 %.

Gráfica 2.2 Generación de electricidad en Austria en el año 2005



Fuente: Realización propia con información de Eurostat.

2.1. Marco institucional

Austria es un Estado federal constituido por nueve provincias⁵⁰. La administración del Estado está definida por tres niveles, el Estado central, el provincial y el municipal. La legislación federal es conducida por dos cámaras parlamentarias: Consejo nacional y Consejo de provincias. El gobierno provincial es relativamente autónomo en el campo legislativo y administrativo. A nivel municipal la legislación se encuentra limitada por las decisiones de gobierno de la provincia y del Estado central.

Respecto a la política energética, el Estado central y las provincias comparten los siguientes objetivos⁵¹:

- Garantizar el suministro energético.

⁵⁰ Las provincias son Burgenland, Carinthia (Kärnten), Lower Austria (Niederösterreich), Salzburg, Styria (Steiermark), Tyrol (Tirol), Upper Austria (Oberösterreich), Vienna (Wien) y Vorarlberg.

⁵¹ De Vries, H.J., Roos, C.J., Beurskens, L.W.M., Kooijman, A.L., Uyterlinde, M.A., *Renewable electricity policies in Europe – Country fact sheets 2003*, ser un ser – ECN Policy Studies, Netherlands, 2003, p. 19.

- Integrar la política ambiental, social y energética.
- Mejorar la eficiencia energética y promover el uso de fuentes de energía renovable.
- Orientar el subsector eléctrico hacia el mercado.
- Desarrollar respuestas políticas para introducir los lineamientos de la Unión Europea.

De acuerdo a la Constitución, el Estado central está encargado de la:

- Legislación y ejecución de estándares para las plantas de generación eléctrica.
- Definición de medidas de seguridad y reglas de manejo para las líneas de alta tensión que se extiendan por más de una Provincia.
- Adopción de un marco legislativo para los demás asuntos.

Y el gobierno provincial está encargado de:

- Definir la normas para las líneas de alta tensión extendidas sobre una sola provincia.
- Suplir mediante una legislación los aspectos relativos a la organización y regulación del subsector eléctrico que no hayan sido contemplados en la Ley eléctrica.

El Ministerio de Trabajo y Asuntos Económicos⁵² es el ente responsable del subsector eléctrico y tiene tres funciones principales⁵³:

- Supervisar las actividades del organismo regulatorio (*Electricity Control Commission - E-Control*).
- Supervisar la acción del gobierno federal en E-Control.
- Establecer los términos de referencia de E-Control.

⁵² BMWA es el acrónimo por su nombre en alemán.

⁵³ International Energy Agency, *Renewable Energy – Market & Policy Trends in IEA Countries*, OECD/IEA, France, 2004, pp. 127-128.

Dentro de este ministerio fue creado el consejo consultivo de electricidad para coordinar los esfuerzos de los otros ministerios y representar al sector social y provincial.

A nivel provincial, los asuntos relacionados con el subsector eléctrico consisten en emitir licencias de operación para los propietarios de las plantas de generación eléctrica y para los administradores del sistema de distribución.

2.2. Liberalización del mercado eléctrico

El mercado eléctrico austriaco fue completamente liberalizado en octubre del año 2001 mediante la Ley de organización de la industria eléctrica⁵⁴, la cual incorporó las directrices de la Directiva 96/92/CE. Los lineamientos nacionales proporcionados en la Ley para el nuevo mercado eléctrico fueron complementados con las legislaciones de cada una de las nueve provincias (las cuales están enfocada a la autorización de las nuevas plantas de generación eléctrica, en las obligaciones de las empresas de servicios públicos y en la promoción de energías renovables) y las regulaciones ministeriales (sobre los precios de transmisión y las modalidades de compensación de costos).

Los objetivos de la Ley de organización de la industria eléctrica son los siguientes⁵⁵:

- Proporcionar electricidad de alta calidad a precios razonables para la población e industria austriaca.
- Crear una organización de mercado para el subsector eléctrico en concordancia con la Directiva 96/92/CE.
- Incrementar la participación de fuentes de energía renovable en el subsector eléctrico.

⁵⁴ Esta ley es conocida como *Elektrizitätswirtschafts- und organisationsgesetz –EIWOG 2000* por su nombre en alemán, y es el resultado de la enmienda aprobada por el parlamento austriaco en julio del año 2000 a la *EIWOG* de 1998.

⁵⁵ De Vries, H.J., et. al., op. cit., pp. 19-20.

- Velar por el cumplimiento de las obligaciones relativas al servicio público impuestas a las empresas de electricidad, que están relacionadas con la seguridad de suministro, la regularidad, la calidad, los precios de entrega y la protección ambiental.

Los elementos claves de esta Ley son⁵⁶:

- Nombramiento de tres áreas de control con operadores de sistemas independientes.
- Formación de grupos de balance virtuales de suministradores y consumidores.
- Creación de dos agencias⁵⁷ responsables por las transacciones y la formación de precios respecto al balance de energía y los grupos balance.
- Introducción de certificados verdes para promover la instalación de pequeñas centrales hidroeléctricas de hasta 10 MW. Este sistema de apoyo finalizó con la introducción de la Ley de electricidad verde⁵⁸ en el año 2002.
- Obligación para comprar eco-electricidad⁵⁹. Los operadores de red tienen que probar que compran al menos 4 % del consumo final en su área de red a los generadores verdes.
- Etiquetamiento del suministro eléctrico para consumidores finales.
- Establecimiento de una autoridad regulatoria⁶⁰.

Como resultado del proceso de liberalización, las actividades de generación y comercialización fueron desreguladas, con excepción de los requerimientos ambientales y de seguridad; y las actividades de transmisión y distribución continuaron siendo monopolio natural. Para éstas últimas se siguieron los procesos regulatorios definidos por la Comisión de Control de Electricidad (E-Control).

⁵⁶ Ibid.

⁵⁷ Una para las provincias *Vorarlberg* y *Tyrol*, y la otra, para las provincias restantes.

⁵⁸ *Ökostromgesetz* es el nombre de la ley en alemán.

⁵⁹ Energía eléctrica proveniente de plantas de cogeneración. Esta medida operó hasta finales del año 2004.

⁶⁰ Comisión de Control de Electricidad, conocida en la literatura como E-Control. En algunos documentos se encuentra el nombre en alemán: *Elektrizitäts-Contril Commission and Elektrizitäts-Control GMBH*.

La Ley de organización de la industria eléctrica del año 2000 obligó a las empresas de servicios de energía eléctrica a desintegrarse verticalmente, exigiendo disociación de cuentas y de bienes en compañías separadas para las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización.

Dentro de las consecuencias del proceso de liberalización se destacan aquellas concernientes con las tarifas y las alianzas. Respecto a las tarifas, los efectos están desagregados para los sectores residencial, comercial e industrial. En el sector residencial la disminución ha sido de 10 %, aproximadamente; sin embargo, esta baja se ve opacada con el incremento de los impuestos por el uso de tecnologías menos lesivas al medioambiente. En el sector comercial, la tarifa ha caído en 40 %, aproximadamente. La información sobre la disminución de la tarifa para el sector industrial no es conocida, debido a que los contratos de compra-venta de energía eléctrica son confidenciales. Respecto a las alianzas, se destaca la *Energie Allianz*, desarrollada entre EVN, Wiener Stadtwerke, Linz AG, BEWAG y Begas. Estas compañías acordaron comercializar juntas en el mercado minorista y trabajar juntas en el mercado mayorista. No obstante, en el 2002 fue anunciada la alianza *Austrian Energie* entre Verbund y *Energie Allianz*, a fin de unir sus bienes para competir en el mercado liberalizado europeo.⁶¹

La baja participación de nuevas compañías es otro aspecto a destacar en el proceso de liberalización. En el mercado minorista, miembros de la alianza *Austrian Energie* crearon dos empresas (Switch y MyElectric). Y en el campo de las tecnologías renovables se crearon otras dos empresas (Oekstrom AG y Alpen Adria). La participación extranjera ha sido exigua, sólo han ingresado algunas compañías alemanas con el objetivo de suministrar electricidad al sector industrial de algunas provincias.

2.3. Estructura del subsector eléctrico

En Austria existen empresas de servicios de electricidad a nivel federal, provincial y municipal. La empresa de servicios de energía eléctrica a nivel federal es la compañía Verbundgesellschaft

⁶¹ International Energy Agency, *Energy Policies of IEA Countries - Austria 2002 Review*, OECD/IEA, France, 2003, p. 131-132.

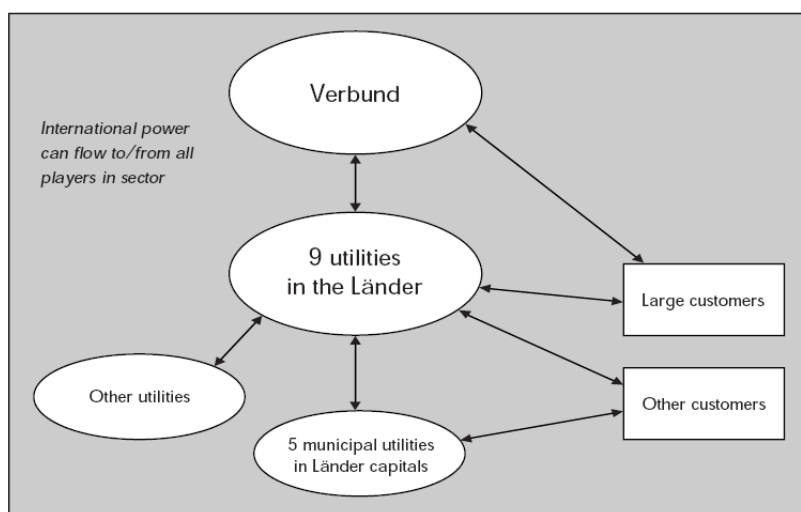
(Verbund). Esta compañía es la más grande del país y es propietaria de la mayoría de las grandes centrales hidroeléctricas y de la línea de transmisión de alto voltaje.

A nivel provincial se destacan las empresas de servicios de energía eléctrica integradas horizontalmente; en otras palabras, dichas compañías ofrecen el servicio de electricidad, de gas natural, calefacción y transporte.

A nivel municipal, las empresas de energía eléctrica prestan sus servicios en las capitales de las provincias o en ciudades más pequeñas.⁶²

La Ley eléctrica del año 2000 que reestructuró el subsector eléctrico, ordenó la desintegración vertical de la compañía Verbund, creando así, compañías para cada una de las actividades de la cadena de productiva. Aunque estas compañías son funcionalmente independientes, todas ellas operan bajo la misma administración (*Verbund holding*). Las principales subsidiarias son: *Verbund-Austrian Hydro Power*, *Verbund-Austrian Thermal Power*, *Verbund-Austrian Power Grid*, *APT Power Trading GmbH*, *Verbund Stromvertriebsgesellschaft GmbH*.

Figura 2.1 Estructura del subsector eléctrico austriaco



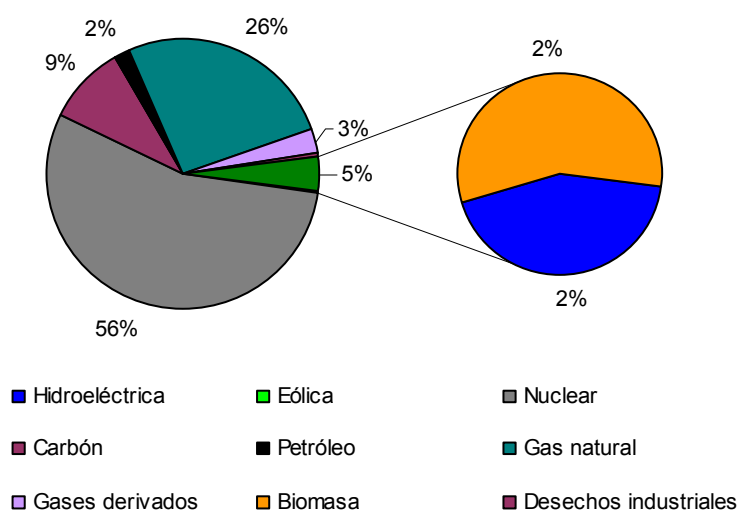
Fuente: Institute of Energy Economics, Vienna. Tomado de International Energy Agency, *Energy Policies of IEA Countries - Austria 2002 Review*, OECD/IEA, France, 2003, p. 116.

⁶² *Ibid.*, p. 113.

3. Bélgica

La generación total bruta de energía eléctrica en Bélgica en el año 2005 fue de 87 025 GWh, de los cuales, 3 946 GWh provinieron de fuentes de energía renovable desagregados de la siguiente manera: hidroelectricidad 1 604 GWh; energía eólica 227 GWh; biomasa 2 114 GWh y energía solar 1 GWh. La participación porcentual de las fuentes de energía renovable en la generación bruta fue de 4,5 %.

Gráfica 2.3 Generación de electricidad en Bélgica en el año 2005



Fuente: Realización propia con información de Eurostat.

3.1. Marco institucional

Bélgica es un Estado federal conformado por tres regiones (Flandes, Valonia y Bruselas). Las responsabilidades y competencias administrativas son divididas entre el gobierno federal, regional, provincial y los consejos municipales y de las ciudades.⁶³

En el subsector eléctrico, el gobierno federal es responsable de:

⁶³ European Renewable Energy Council (EREC), *Renewable Energy Policy Review-Belgium*, Altener-EREC, Brussels, 2004, p. 2.

- La ley de electricidad que regula a las compañías de servicios.
- El programa de los equipos para la producción, transmisión y distribución de electricidad.
- El ciclo completo de la generación de energía nuclear.
- El control de tarifas e incentivos fiscales.
- La política para el desarrollo sustentable.
- La integración de obligaciones internacionales en la legislación belga.
- El inicio de programas nacionales para promover la protección ambiental.
- Las políticas para el transporte, la agricultura, las empresas pequeñas y la ciencia.
- Todos los aspectos sobre las normas técnicas para la industria.

Es responsabilidad de los gobiernos regionales:

- El control e implementación de las leyes nacionales relacionadas con la expansión económica (la inversión y los subsidios).
- Implementación de la política federal que promueve el desarrollo sustentable, la protección del medio ambiente y el uso racional de la energía.
- La legislación que gobierna las organizaciones pertenecientes a varias comunidades.
- El desarrollo de infraestructura y valorización de la calefacción de los distritos, de la minería (carbón) y los desechos industriales.
- El manejo de recursos naturales, desarrollo de fuentes de energía alternativa, incluyendo las renovables.
- Investigación científica y desarrollo tecnológico en los límites regionales.

Los programas de energías renovables, incluyendo los incentivos financieros, pueden provenir de ambos niveles, federal o regional.

Las autoridades provinciales se encargan de los aspectos ambientales como los trámites para la solicitud de licencias y el desarrollo urbano más allá de los límites municipales.

Finalmente, los consejos municipales y de las ciudades deciden sobre la afectación de la reglamentación.⁶⁴

3.2. Liberalización del mercado eléctrico

La liberalización del mercado eléctrico se realizó escalonadamente conforme al nivel de consumo de los usuarios. La apertura fue de la siguiente manera: El 1° de junio del año 2000, el mercado fue abierto para los consumidores con un nivel superior a 20 GWh/año. El 31° de diciembre del año 2002, la apertura fue para todos los consumidores con un nivel superior a 10 GWh/año. Las fechas de apertura para todos los consumidores finales fueron decididas a nivel provincial antes del 31° de diciembre del año 2006.

Flandes liberalizó completamente el 1° de julio del año 2003. Bruselas y Valonia liberalizaron en dos etapas, el 1° de julio del año 2004 y el 1° de julio del año 2007.

La liberalización del mercado eléctrico propició la reorganización de los entes regulatorios en el ámbito nacional y regional. Para el primero fue establecido el comité regulatorio de electricidad y gas (CREG), y en el segundo se crearon las entidades VREG en Flandes, BIM/IBGE en Bruselas y CWAPE en Valonia.

3.3. Estructura del subsector eléctrico

La compañía privada Electrabel genera 94 % de la electricidad total en Bélgica; posee, con carácter exclusivo, el sistema de transmisión de alto voltaje mayor a 70 kV; y controla todas las

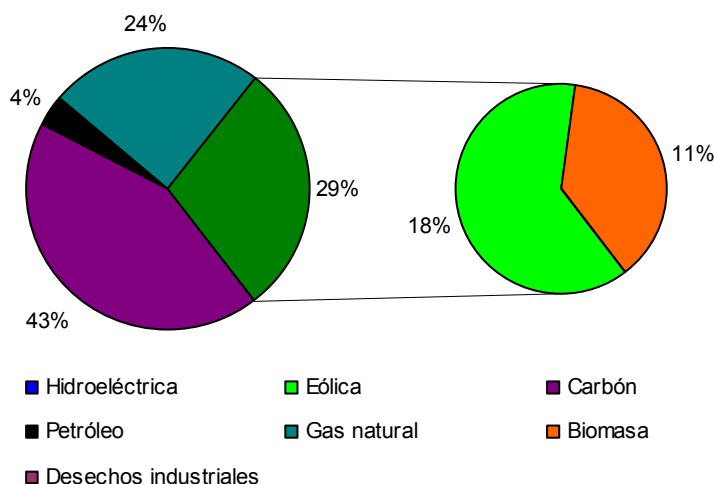
⁶⁴ Altener Programme, *RES' legislation in Belgium. Final report of the Ener-Iure project*, 1998, pp. 14-15.

importaciones de electricidad. Las redes de transmisión y distribución con un nivel de voltaje inferior a 70 kV son administradas por entidades «intercomunales» de carácter público o mixto, que además tienen el control sobre los sistemas de distribución local.

4. Dinamarca

La generación total bruta de energía eléctrica en Dinamarca en el año 2005 fue de 36 276 GWh, de los cuales, 10 619 GWh provinieron de fuentes de energía renovable desagregados de la siguiente manera: hidroelectricidad 23 GWh; energía eólica 6 614 GWh y biomasa 3 982 GWh. La participación de las fuentes de energía renovable en la generación bruta fue de 29 %.

Gráfica 2.4 Generación de electricidad en Dinamarca en el año 2005



Fuente: Realización propia con información de Eurostat.

4.1. Marco institucional

El Reino de Dinamarca es conducido por una democracia parlamentaria y un rey como cabeza de Estado. Administrativamente, está constituido por 14 condados y 275 autoridades locales.

La Agencia de Energía es la institución encargada de conducir e implementar la política energética en Dinamarca. Esta institución se ha caracterizado por llevar a cabo subsecuentes planes energéticos de mediano plazo: Política energética danesa en 1976, Plan de energía 81, Plan de energía 2000, Plan energía 21 y la reforma a Ley eléctrica en 1999.⁶⁵

4.2. Liberalización del mercado eléctrico

El proceso de liberalización del mercado eléctrico danés fue iniciado con la Ley eléctrica de 1999. La apertura del mercado fue desarrollada por etapas de la siguiente manera: el 1° de abril de 1999 se abrió el mercado para los usuarios con niveles de consumo mayores a 10 GWh/año; el 1° de enero del año 2001 el margen de consumo se incrementó pasando a 1 GWh/año; y el 1° de enero de 2003 se abrió completamente el mercado.⁶⁶

Desde 1999, la parte occidental del subsector eléctrico danés se unió al Mercado Nórdico de Electricidad *NordPool*.

4.3. Estructura del subsector eléctrico

El subsector eléctrico danés en sus diferentes segmentos está constituido por dos sistemas administrados y controlados por las compañías ELSAM y ELKRAFT. La primera compañía está encargada del sistema en la parte occidental del país, y la segunda administra el sistema en el oriente.

Generación

ELSAM controla la generación eléctrica en el occidente de Dinamarca a través de sus seis plantas de generación ubicadas en Jutland y Funen. La generación eléctrica en el oriente de Dinamarca

⁶⁵ European Renewable Energy Council (EREC), *Renewable Energy Policy Review – Denmark*, ALTENER, Brussels, May, 2004.

⁶⁶ International Energy Agency, *Energy Policies of IEA Countries – Denmark 2002 Review*, OECD/IEA, France, 2003.

está a cargo de ELKRAFT, dueña de *Sjællandske Kraftværker (SK Power)* que tiene el 80 % de la generación y *Belysningsvesen (Copenhagen Power)* que tiene el 20 % restante.⁶⁷

Las tablas 2.2 y 2.3 muestran la composición del segmento de generación eléctrica en el oriente y occidente de Dinamarca.

Tabla 2.2 Generación eléctrica en el occidente de Dinamarca

Occidente de Dinamarca		
	Grandes centrales eléctricas	4 500 MW
Elsam (6 compañías de generación)	Plantas de cogeneración pequeñas	160 MW
	Plantas eólicas	125 MW
	Subtotal	4 785 MW
Otros	Plantas de cogeneración pequeñas	950 MW
	Otras plantas eléctricas pequeñas	200 MW
	Plantas eólicas	750 MW
	Subtotal	1925 MW
Total		6710 MW

Fuente: Organisation for Economic Co-operation and Development, *Regulatory reform in Denmark – Regulatory reform in the electricity sector*, OECD, France, 2000, p. 18.

Tabla 2.3 Generación eléctrica en el oriente de Dinamarca

Oriente de Dinamarca		
	Grandes centrales eléctricas	3 893 MW
Elkraft (2 compañías de generación)	Plantas de cogeneración pequeñas	293 MW
	Plantas eólicas	112 MW
	Subtotal	4 298 MW
Otros	Plantas de cogeneración pequeñas	265 MW
	Plantas eólicas	226 MW
	Subtotal	491 MW
Total		4 789 MW

Fuente: Organisation for Economic Co-operation and Development, *Regulatory reform in Denmark – Regulatory reform in the electricity sector*, OECD, France, 2000, p. 18.

⁶⁷ Organisation for Economic Co-operation and Development, *Regulatory reform in Denmark – Regulatory reform in the electricity sector*, OECD, France, 2000.

Transmisión

ELTRA, filial de la compañía ELSAM, es responsable de todas las actividades de la red eléctrica en la parte occidental del país. Además, es dueña del sistema de transmisión de 400 kV y controla el vínculo con Suecia a través de sistema *Konti Skan*. ELSAM mantiene el control sobre el sistema *Skagerrak* que interconecta a Dinamarca con Noruega.

ELKRAFT SYSTEM, filial de ELKRAFT, controla el sistema de transmisión de 400 kV en el oriente danés y la interconexión con Suecia y Alemania.

Distribución

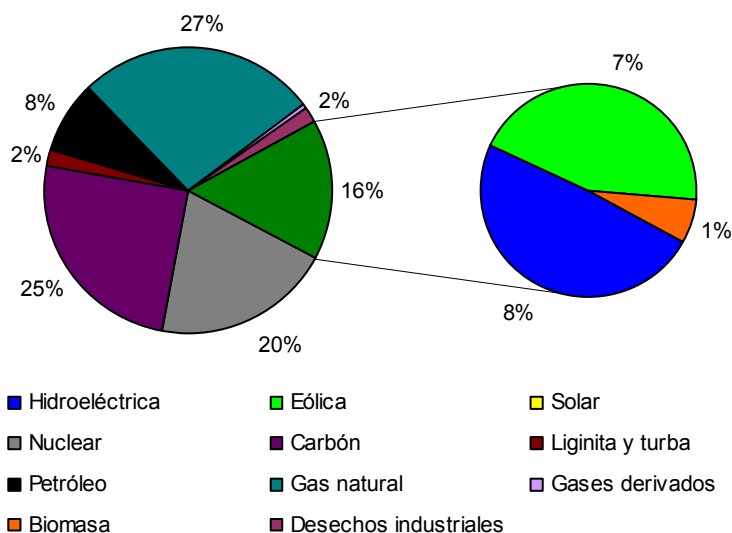
NESA, la compañía de distribución más grande en Dinamarca con el 20 % del consumo total nacional, posee el 53 % de la compañía *SK Power* que es propiedad de ELKRAFT.⁶⁸ Debido a que ELKRAFT está constituida legalmente como una cooperativa, en la literatura se encuentra que el sistema de distribución es administrado por compañías municipalidades, cooperativas de consumidores y compañías de capital accionario.

5. España

La generación total bruta de energía eléctrica en España en el año 2005 fue de 294 077 GWh, de los cuales, 47 434 GWh provinieron de fuentes de energía renovable desagregados de la siguiente manera: hidroelectricidad 23 023 GWh; energía eólica 21 219 GWh; energía solar 78 GWh y biomasa 3 114 GWh. La participación porcentual de las fuentes de energía renovable en la generación bruta fue de 16 %.

⁶⁸ *Ibid.*

Gráfica 2.5 Generación de electricidad en España en el año 2005



Fuente: Realización propia con información de Eurostat.

5.1. Marco institucional

España es una monarquía constitucional con tres niveles de gobierno: Estado, Comunidades Autónomas y Corporaciones Locales.

La regulación del subsector eléctrico está concentrada en el nivel nacional. Las instituciones encargadas de conducir la política son: Ministerio de Industria y Energía, Comisión Nacional de Energía, Tribunal de Competencia y Comunidades Autónomas.

El Ministerio de Industria y Energía es la principal institución reguladora del subsector eléctrico español. La Comisión Nacional de Energía es una agencia consultiva independiente para resolver las disputas relacionadas con las medidas regulatorias en el subsector eléctrico y de hidrocarburos. El Tribunal de Competencia aplica las reglas antimonopolio, especialmente, cuando se presentan situaciones en las que hay abuso de posición dominante y comportamiento violatorio de la competencia.⁶⁹ Las Comunidades Autónomas tienen competencias en diferentes

⁶⁹ International Energy Agency, *Regulatory Institutions in Liberalised Electricity Markets*, OECD/IEA, France, 2001.

áreas en las que se incluye la aprobación de instalaciones de distribución eléctrica, derechos de concesión y regulación respecto al a conexión

5.2. Liberalización del mercado eléctrico

Con la Ley 54 de 1997 se dio paso al proceso de liberalización del mercado eléctrico español. A la fecha, el acceso a las redes de transmisión y distribución es regulado y los consumidores que requieren más de 1 kV pueden seleccionar la compañía de suministro.

En 1998 fue creado el mercado mayorista para la electricidad, el cual es administrado por la Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad S.A.

5.3. Estructura del subsector eléctrico

Las actividades de generación y comercialización eléctrica en España están dominadas por dos compañías de propiedad privada, ENDESA e IBERDROLA. Estas dos compañías generan el 76 % del total de electricidad en el país y controlan el 81 % de la comercialización.

Existen otras dos compañías que participan en la actividad de generación en un menor porcentaje: UNIÓN FENOSA con el 10 % e HIDROCATÁBRICO con 4%. El 11 % restante es cubierto por los productores independientes que operan bajo régimen especial.⁷⁰

La compañía Red Eléctrica de España S.A., creada en 1985 y propiedad mayoritariamente de ENDESA, opera el sistema de transmisión de alto voltaje. Esta compañía posee el 95 % de las líneas de 400 kV y el 30 %, aproximadamente, de las líneas de 220 kV.

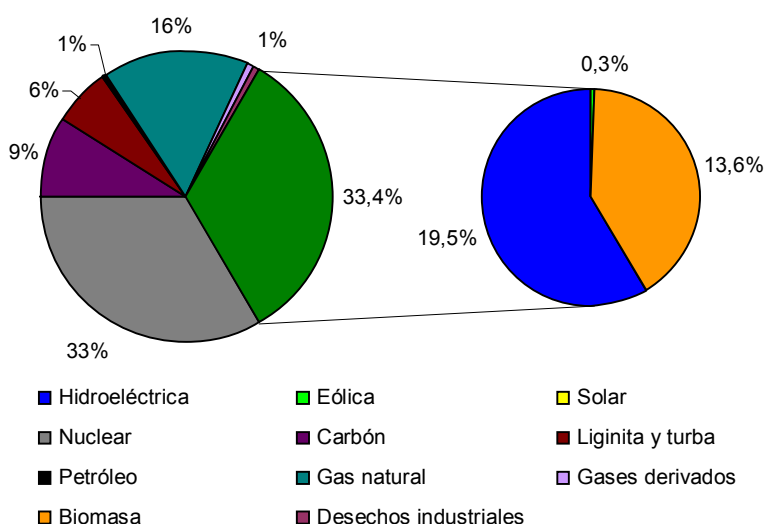
El sistema de distribución está en manos de las empresas de servicios públicos que operan bajo concesión. Las concesiones son otorgadas por las autoridades de las Comunidades Autónomas.

⁷⁰ Fraser, P., Siclen, S.V., *Background report on regulatory reform in the electricity industry*, IEA/OECD, October, 1999.

6. Finlandia

La generación total bruta de energía eléctrica en Finlandia en el año 2005 fue de 70 549 GWh, de los cuales, 23 564 GWh provinieron de fuentes de energía renovable desagregados de la siguiente manera: hidroelectricidad 13 784 GWh; energía eólica 170 GWh; energía solar 3 GWh y energía de la biomasa 9 607 GWh. La participación porcentual de las fuentes de energía renovable en la generación bruta fue de 33,4 %.

Gráfica 2.6 Generación de electricidad en Finlandia en el año 2005



Fuente: Realización propia con información de Eurostat.

6.1. Marco institucional

Finlandia es una república democrática con una cámara parlamentaria a la cual se atribuyen todas las acciones legislativas, dejando sin competencias en esta materia a las autoridades regionales o locales. La legislación eléctrica es principalmente la misma para las diferentes fuentes de energía. En cuanto a las fuentes de energía renovable sólo hay una legislación que regula la utilización de ríos para la generación de electricidad.

6.2. Liberalización del mercado eléctrico

En 1994 fue actualizada la Ley eléctrica con el objetivo de realizar la apertura del mercado. La nueva Ley para el mercado eléctrico⁷¹, las enmiendas 1018/1995, 332/1995, 138/1999 y 466/1999 y el Decreto para el mercado eléctrico fueron aprobados por el parlamento el 9 de febrero de 1995 y puestos en marcha el 1 de junio de 1995. Con esto, Finlandia fue el tercer estado en la Unión Europea que liberalizó el mercado eléctrico.

Bajo esta ley los sistemas de transmisión y distribución fueron abiertos a todos los participantes, y las compañías de distribución fueron contablemente separadas perdiendo los derechos de franquicia en las ventas. Desde noviembre de 1998 todos los consumidores pueden elegir o cambiar las compañías que les suministran electricidad. La generación, la comercialización, las importaciones y exportaciones de energía están bajo competencia desde el año 2000 conforme las decisiones 836/2000 y 905/2000 y no requieren de licencia, excepto la generación hidroeléctrica y nuclear.⁷²

El 1º de septiembre de 1997 se constituyó la compañía responsable de la operación técnica del sistema de red eléctrico finlandés *Fingrid plc*, a partir de la venta de activos de las compañías IVO y TVO. Esta compañía vende servicios de red a todas las partes del mercado eléctrico.

La transmisión y distribución de electricidad es regulada, mientras que la comercialización de electricidad se realiza en un mercado que se rige por la oferta y la demanda, el cual es promovido por la Autoridad del Mercado Eléctrico. Éste último es un ente independiente constituido en junio de 1995, con el objetivo de supervisar los precios de transmisión, distribución y otros servicios de red, así como, los precios de la electricidad.⁷³

Desde 1998 el mercado eléctrico finlandés hace parte del Mercado Nórdico de Electricidad *NordPool*.

⁷¹ *Sähkömarkkina-laki* 386/1995 es el nombre en finlandés de la ley de mercado eléctrico.

⁷² De Vries, H.J., et. al., op. cit., p. 35.

⁷³ *Ibid.*

6.3. Estructura del subsector eléctrico

Generación

FORTUM es la compañía que concentra la mayor participación del segmento de generación eléctrica en Finlandia. También hay otras compañías con menor participación, entre éstas se destacan: Graninge, compañía sueca que compró los bienes de generación de la empresa Ahlstrom Oy; y la compañía TXU Nordic Energy Oy que compró la empresa de generación Pohjolan Voima Oy.

Transmisión

La compañía responsable de la administración y operación técnica del sistema de red eléctrico finlandés es *Fingrid plc*. Esta empresa fue constituida a partir de la venta de los activos de las compañías IVO y TVO.

Distribución

Tres compañías dominan el segmento de suministro eléctrico: FORTUM, TXU Nordic Energy y Vattenfall.

FORTUM creó la compañía FORTUM Sähköjakely Oy a través de la compra de las siguientes compañías de distribución: Lounais-Soumen Sähkö Oy, Hanergia Oy, Megavoima Oy, Jyllinkosten Sähkö Oy, Tuusulanjärven Energia Oy, y Koillispohjan Sähkö Oy.

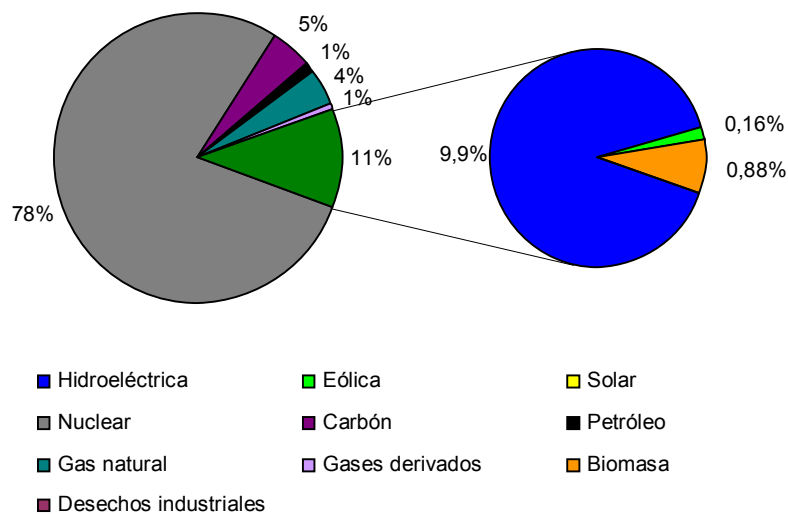
La empresa de servicios públicos de Texas constituyó la compañía TXU Nordic Energy en 1999. Para esto compró el 40 % de la compañía de distribución Savon Voima, el 15 % de la compañía de generación Pohjolan Voima Oy, y el 81 % de la compañía Sähkonmyynti Oy.

Vattenfall es una compañía sueca de propiedad pública que adquirió las siguientes empresas de distribución finlandesas: Hämeen Sähkö Oy, Lapuan Sähkö Oy, Revon Sähkö Oy, Heinolan Energia Oy, Keski-Suomen Valo Oy, y Hämeenlinnan Energia Oy.

7. Francia

La generación total bruta de energía eléctrica en Francia en el año 2005 fue de 575 365 GWh, de los cuales, 62 993 GWh provinieron de fuentes de energía renovable desagregados de la siguiente manera: hidroelectricidad 56 938 GWh; energía eólica 959 GWh; energía solar 15 GWh y biomasa 5 081 GWh. La participación porcentual de las fuentes de energía renovable en la generación bruta fue de 11 %.

Gráfica 2.7 Generación de electricidad en Francia en el año 2005



Fuente: Realización propia con información de Eurostat.

7.1. Marco institucional

Las instituciones encargadas de coordinar el subsector eléctrico en Francia son el Ministerio de Economía, Finanzas e Industria, la Comisión Reguladora de Energía y la Autoridad para la Competencia.

El Ministerio de Economía, Finanzas e Industria es responsable de la regulación y la política energética con excepción de las disposiciones para los sistemas de transporte de electricidad, las cuales fueron transferidas a la Comisión Reguladora de Energía en marzo del año 2000. Entre sus funciones están: las obligaciones del servicio público (suministro de electricidad, desarrollo y

operación de las redes como servicio universal e igualación de tarifas en todo el territorio) y la regulación técnica generales.

La Comisión Reguladora de Energía fue creada en el año 2000 con la transposición de la Directiva 96/92/CE. Entre sus funciones están: asegurar acceso a la red y tarifas de transmisión eléctrica transparentes y justas, arbitrar las disputas relacionadas con el acceso a la red y asesorar al Ministerio sobre los temas regulatorios, especialmente, los relacionados a las tarifas para los usuarios.⁷⁴

7.2. Liberalización del mercado eléctrico

En febrero del año 2000 se inició el proceso de liberalización del mercado eléctrico francés. En el año 2003, los usuarios finales con niveles de consumo mayores a 16 GWh/año, alrededor del 30% del mercado eléctrico, podían seleccionar la compañía de suministro.⁷⁵

Respecto a los sistemas de transporte de electricidad, Francia optó por un sistema regulado para el acceso a las redes de transmisión y distribución. El operador del sistema de transmisión es responsable de la operación, mantenimiento y desarrollo del sistema de transmisión de alto voltaje y extra alto voltaje.

El mercado de la electricidad *Powernext* fue creado en noviembre del año 2001.

7.3. Estructura del subsector eléctrico

La compañía estatal *Electricité de France* tiene la mayor participación en el segmento de la generación eléctrica, aproximadamente el 90 %. El 10 % está apropiado por: La Sociedad Nacional de Electricidad Térmica que posee 5 plantas de generación eléctrica a carbón y de la cual ENDESA tiene el 30 %. Una nueva compañía de generación hidroeléctrica que surgió de la fusión entre la Compañía Nacional de Rhône (51 %) y la Compañía Electrabel (49 %). Y la

⁷⁴ IEA, *Regulatory Institutions...*, op. cit.

⁷⁵ De Vries, H.J., et. al., op. cit., p. 40.

compañía AREVA que utiliza plantas nucleares. Ésta última surgió de la fusión entre Framatome Cogéma y CEA-Industries.

El sistema de transporte para la electricidad en los diferentes niveles de voltaje es dominado por la compañía estatal *Electricité de France*. El sistema de transmisión es operado por *Réseau de Transport d' Electricité*, filial de *Electricité de France*, al igual que los sistemas de distribución en 170 municipalidades.

La comercialización está en manos de *Electricité de France* y algunas pocas compañías como Enron y TXU.⁷⁶

8. Grecia

La generación total bruta de energía eléctrica en Grecia en el año 2005 fue de 60 020 GWh, de los cuales, 6 999 GWh provinieron de fuentes de energía renovable desagregados de la siguiente manera: hidroelectricidad 5 610 GWh; energía eólica 1 266 GWh; energía solar 1 GWh y biomasa 122 GWh. La participación porcentual de las fuentes de energía renovable en la generación bruta fue de 11,6 % (Gráfica 2.8).

8.1. Marco institucional

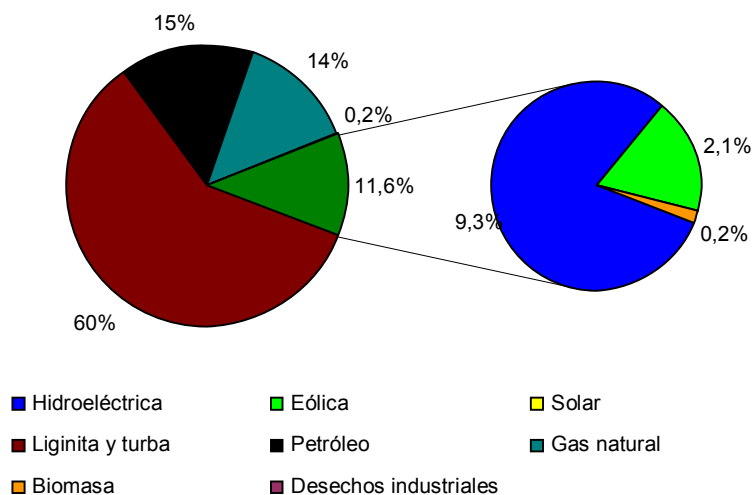
Grecia, oficialmente República Helénica, consta de 13 gobiernos regionales. El poder legislativo es ejercido por una sola cámara parlamentaria y el poder ejecutivo está en manos del Gobierno y el Presidente.

Respecto a la política energética, la autoridad gubernamental es el Ministerio de Desarrollo. Éste monitorea todas las actividades relacionadas con la aplicación de las fuentes de energía renovable

⁷⁶ Finon, D., *The destabilization of the French electricity supply industry nascent competition in an open environment*, Institut d'économie et de politique de l'énergie, France, 2001.

y regula el mercado de la energía en general. Algunas actividades relacionadas con las fuentes de energía renovable han sido transferidas del Ministerio de Desarrollo a los gobiernos regionales.⁷⁷

Gráfica 2.8 Generación de electricidad en Grecia en el año 2005



Fuente: Realización propia con información de Eurostat.

8.2. Liberalización del mercado eléctrico

El 19 de febrero del año 2001 fue aprobada la Ley 2773/99 con el fin de transponer la Directiva 96/92/EC. Dicha Ley abrió en un 28 % el mercado eléctrico, creó el órgano encargado para realizar las actividades regulatorias, y constituyó el ente para operar el sistema de transmisión⁷⁸. Este último tiene dos funciones principales: el despacho de las plantas generadoras de electricidad y la concesión de permisos para acceder al sistema, el cual es regulado por el acceso a terceras partes.

Los principales aspectos de la Ley 2773/99 son los siguientes:

- Establecimiento de una autoridad regulatoria para la energía.

⁷⁷ De Vries, H.J., et. al., op. cit., p. 53.

⁷⁸ Esta entidad es denominada DESMIE por su nombre en griego.

- El Ministerio de Desarrollo conserva el poder regulatorio sobre la autorización de las actividades relacionadas con la electricidad, las tarifas y las obligaciones del servicio público.
- La Compañía de Energía Pública⁷⁹ debe mantener contabilidades separadas para las actividades de generación, transmisión y distribución.
- Eliminar el monopolio legal la Compañía de Energía Pública en la actividad de generación a través de un régimen de autorización.
- Eliminación del monopolio legal la Compañía de Energía Pública en el suministro de electricidad mediante un régimen de autorización, pero permitiendo que la Compañía actúe como suministrador único para aquellos consumidores no elegibles.
- la Compañía de Energía Pública mantiene la propiedad sobre del sistema de transmisión y distribución, y la operación de éste último.
- En junio de 2000 se creó una compañía⁸⁰ con el fin de operar, administrar, procurar mantenimiento y planificar la expansión del sistema de transmisión. Inicialmente ésta sería propiedad de la Compañía de Energía Pública en un 100 %, posteriormente pasaría a un 51 % del Estado y un 49 % de los generadores conectados al sistema.
- Las tarifas de conexión a las redes de transmisión y distribución son establecidas por el operador del sistema y por la Compañía de Energía Pública, respectivamente.
- A partir del 19 de febrero de 2001, los usuarios finales con un nivel de consumo anual de 100 GWh, aproximadamente el 30% de los consumidores, quedan habilitados para seleccionar la compañía de suministro.

⁷⁹ En la literatura se encuentra como *Public Power Corporation – PPC*.

⁸⁰ En la literatura se encuentra como *Greek Transmission System Operator S.A.*

8.3. Estructura del subsector eléctrico

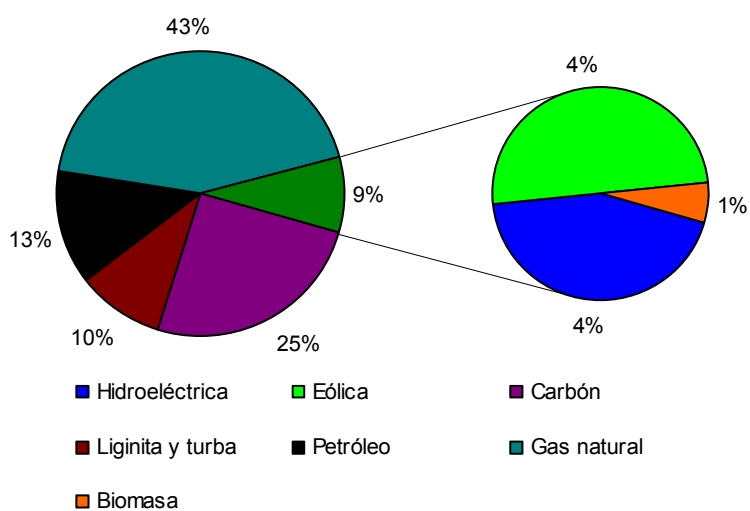
El segmento de generación y distribución eléctrica es dominado por la Compañía de Energía Pública que tiene aproximadamente el 90 % de la generación. La competencia está constituida por la compañía de origen ruso-griego, *JV Prometheus Gas*, que instaló una planta de cogeneración de 400 MW.

El sistema de transmisión es administrado por una compañía de propiedad mixta creada por la Ley 2773/99.

9. Irlanda

La generación total bruta de energía eléctrica en Irlanda en el año 2005 fue de 25 357 GWh, de los cuales, 2 199 GWh provinieron de fuentes de energía renovable desagregada de la siguiente manera: hidroelectricidad 957 GWh; energía eólica 1 112 GWh y biomasa 130 GWh. La participación porcentual de las fuentes de energía renovable en la generación bruta fue de 9 %.

Gráfica 2.9 Generación de electricidad en Irlanda en el año 2005



Fuente: Realización propia con información de Eurostat.

9.1. Marco institucional

La República de Irlanda tiene 26 condados dentro de una democracia parlamentaria, la cual posee dos cámaras elegidas directamente y un presidente como cabeza del Estado.

El subsector eléctrico irlandés es conducido por el Ministerio de la Empresa Pública, la Comisión Reguladora de Energía y la Autoridad para la Competencia.

El Ministerio de la Empresa Pública es el encargado de implementar la política energética, establecer las tarifas para los usuarios finales y aprobar los ingresos del Consejo de Suministro de Energía⁸¹, compañía estatal.

La Comisión Reguladora de Energía, creada en 1999, es una institución independiente que tiene como función la regulación efectiva del sector eléctrico y la protección de los consumidores. Entre las actividades principales se encuentran la regulación de la generación y suministro de electricidad, la autorización de nuevas plantas de generación eléctrica y la supervisión del proceso para que terceras partes accedan al sistema de distribución y transmisión del Consejo de Suministro de Energía. Esta institución es financiada a través del recaudo de un impuesto cobrado a las compañías de electricidad.

La Autoridad para la Competencia está encargada de investigar y resolver los asuntos relacionados con el incumplimiento de la ley de competencia.

9.2. Liberalización del mercado eléctrico

En febrero del año 2000 se inició el proceso de liberalización del mercado eléctrico. La apertura fue gradual iniciando en 33 % el año 2003, luego pasó a 40 % en el año 2004 y en el año 2005 la apertura fue del 100 %.

⁸¹ En la literatura se encuentra como *Electricity Supply Board – ESB*.

9.3. Estructura del subsector eléctrico

La generación eléctrica está en manos del Consejo de Suministro Eléctrico que posee el 97% del mercado. Esta institución es una empresa de servicios de propiedad estatal, que posee 23 plantas termoeléctricas y 3 plantas que utilizan fuentes de energía renovables. En los últimos años han emergido generadores de electricidad independientes que utilizan fuentes de energía renovable o plantas de cogeneración. Estos participan en el mercado a través de la venta de su electricidad al Consejo de Suministro de Electricidad.

El Consejo de Suministro de Electricidad es la única compañía de distribución eléctrica en Irlanda; además, es el que administra el sistema de transmisión nacional. Con el proceso de apertura del subsector, la Comisión Reguladora de Energía autorizó a EirGrid para ser el operador independiente del sistema de transmisión.

10. Italia

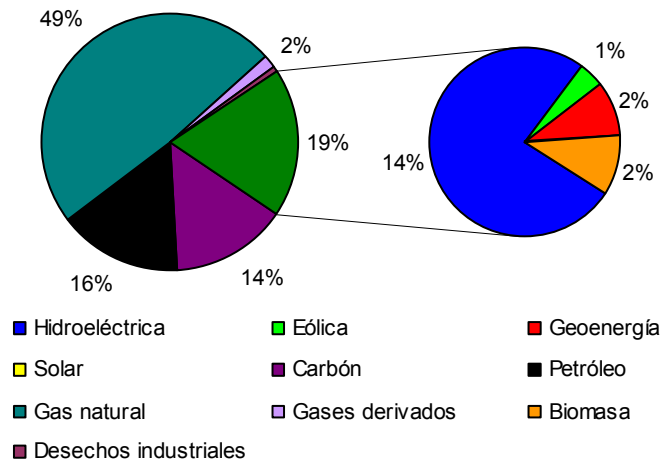
La generación total bruta de energía eléctrica en Italia en el año 2005 fue de 303 699 GWh, de los cuales, 56 611 GWh provinieron de fuentes de energía renovable desagregados de la siguiente manera: hidroelectricidad 42 927 GWh; energía eólica 2 344 GWh; geotermia 5 324 GWh; biomasa 5 985 GWh y energía solar 31 GWh. La participación porcentual de las fuentes de energía renovable en la generación bruta fue de 19 %.

10.1. Marco institucional

Las instituciones encargadas de conducir el subsector eléctrico son el Ministerio de Industria, la Autoridad para la Energía Eléctrica y el Gas, la Autoridad para la Competencia y el Ministerio del Economía.

El Ministerio de Industria conduce la política energética, otorga las licencias para las compañías eléctricas, emite los permisos de construcción y establece los estándares técnicos para los sistemas de generación y distribución.

Gráfica 2.10 Generación de electricidad en Italia en el año 2005



Fuente: Realización propia con información de Eurostat.

El Ministerio de Economía, propietario mayoritario de la compañía ENEL (60 %), ha influenciado el proceso de liberalización hacia una mayor privatización de la compañía.⁸²

En 1995 se creó la Autoridad para la regulación de la energía eléctrica y el gas, con el objetivo de controlar los precios de la electricidad, el acceso al sistema de transmisión, los precios para el consumidor y las tarifas para el usuario final.

10.2. Liberalización del mercado eléctrico

El proceso de liberalización del mercado eléctrico empezó en la década del ochenta con la apertura del segmento de generación de electricidad proveniente de fuentes de energía renovable. Posteriormente, en 1991, se establecieron los lineamientos para una apertura total del sector, esto fue a través de las leyes 9/91 y 10/91 y la Provisión CIP N° 6/92, que realizaron los siguientes cambios:

- Liberalización de la generación de electricidad bajo la modalidad de comprador único.

⁸² IEA, *Regulatory Institutions ...*, op. cit.

- Participación de auto-consumidores y productores independiente sin límite en la generación.
- Liberalización de la generación de electricidad proveniente de fuentes de energía renovable sin límite de capacidad, el cual era de 3MW.

En 1999 se emitió el decreto legislativo 79/99 que proporcionó nuevas directrices para el mercado eléctrico a fin de introducir nuevos elementos que profundizaron el proceso de liberalización.⁸³

10.3. Estructura del subsector eléctrico

ENEL, compañía de propiedad mixta, es un consorcio de empresas con participación en los segmentos de generación, distribución y comercialización. En la actividad de generación eléctrica tiene el 50 % del total del país; el 50 % restante es generado por las compañías Eurogen, Elettrogen e Interponer. Estas tres compañías surgieron del proceso de privatización de ENEL, en el que se vendieron 15 000 MW distribuidos así: 7008 MW, 5438 MW y 2611 MW respectivamente.⁸⁴

El 90 % del sistema de transmisión nacional es propiedad de la compañía TERNA, la cual es subsidiaria de ENEL. Y el sistema de distribución es dominado en 85 % por ENEL.

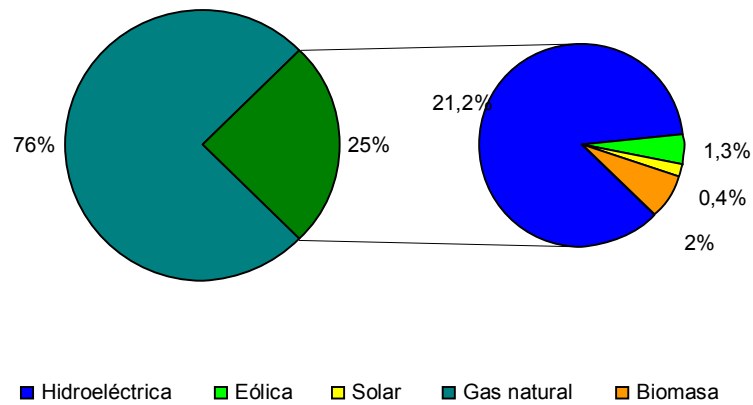
11. Luxemburgo

La generación total bruta de energía eléctrica en Luxemburgo en el año 2005 fue de 4 129 GWh, de los cuales, 1 023 GWh provinieron de fuentes de energía renovable desagregado de la siguiente manera: hidroelectricidad 877 GWh; energía eólica 57 GWh; biomasa 75 GWh y energía solar 18 GWh. La participación porcentual de las fuentes de energía renovable en la generación bruta fue de 25 %.

⁸³ De Vries, H.J., et. al., op. cit., p. 70.

⁸⁴ International Energy Agency, *Energy Policies of IEA Countries – Italy 2003 Review*, OECD/IEA, France, 2003.

Gráfica 2.11 Generación de electricidad en Luxemburgo en el año 2005



Fuente: Realización propia con información de Eurostat.

11.1 Marco institucional

El gran ducado de Luxemburgo es una monarquía constitucional conducida por Gran Duque como jefe del Estado y el poder legislativo.

Las instituciones que conducen el subsector eléctrico son el Ministerio de Energía, Economía y Trabajo Público y el Instituto de Telecomunicaciones de Luxemburgo.

El Ministerio de Energía, Economía y Trabajo Público regula la industria de suministro eléctrico, apoyándose en el Instituto de Telecomunicaciones, que es el ente consultivo independiente encargado de los asuntos regulatorios, del acceso a la red y la resolución de disputas relacionadas con la contratación.

11.2. Estructura del subsector eléctrico

La generación de electricidad en el interior de Luxemburgo es poca, la mayor parte de la electricidad que se consumen proviene de Alemania (Compañía RWE) y de Bélgica (Compañía

Electrabel). Sin embargo, fue creada la compañía SEO de propiedad mixta con dos subsidiarias CEFRALUX y CEGEDEL⁸⁵.

El sistema de transmisión está constituido por dos tendidos de redes diferentes que no están interconectados entre sí, pero comparten una línea de respaldo de 220 kV. Uno de los sistemas transporta la electricidad procedente de Alemania y pertenece a CEGEDEL, y el otro sistema transporta la electricidad procedente de Bélgica y pertenece a SOTEL⁸⁶.

El sistema de distribución está constituido por 11 compañías, de las cuales, 8 pertenecen a las municipalidades y 3 son de propiedad privada.⁸⁷

12. Países Bajos

La generación total bruta de energía eléctrica en Países Bajos en el año 2005 fue de 100 220 GWh, de los cuales, 8 918 GWh provinieron de fuentes de energía renovable desagregados de la siguiente manera: hidroelectricidad 88 GWh; energía eólica 2 067 GWh; biomasa 6 729 GWh y energía solar 34 GWh. La participación porcentual de las fuentes de energía renovable en la generación bruta fue de 9 % (Gráfica 2.12).

12.1. Marco institucional

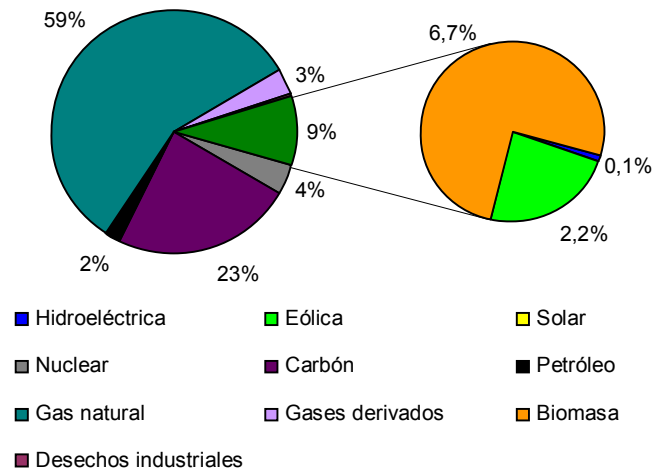
El Ministerio de Asuntos Económicos es el encargado de conducir la política en materia energética y regular su funcionamiento. Esto lo hace a través de los institutos Novem y Senter, ambos, bajo su administración.

⁸⁵ Compagnie Grand-Ducale de l'Électricité

⁸⁶ Société de transport de l'Électricité

⁸⁷ International Energy Agency, *Energy Policies of IEA Countries – Luxembourg 2004 Review*, OECD/IEA, France, 2005.

Gráfica 2.12 Generación de electricidad en Países Bajos en el año 2005



Fuente: Realización propia con información de Eurostat.

Las funciones de estos dos institutos se enfocan a la regulación de los precios de los consumidores, la aprobación de permisos y licencias de importación de electricidad, la interconexión a las redes de transmisión y distribución y el impulso de la privatización.⁸⁸

12.2. Liberalización del mercado eléctrico

El proceso de liberalización comenzó con la Ley eléctrica de 1998. La apertura fue gradual iniciando con los usuarios que tenían un nivel de consumo superior a 2 MW. En julio del año 2001, el mercado fue abierto a 66 %. En el año 2002, el mercado eléctrico fue liberalizado para los consumidores comerciales. Y en el 2004 se abrió completamente.

12.3. Estructura del subsector eléctrico

El 50 % de la electricidad consumida en Holanda proviene de cuatro grandes compañías de generación eléctrica: Electrabel Nederland, UNA/Reliant, E.ON Benelux y Essent Energy

⁸⁸ IEA, *Regulatory Institutions...*, op. cit.

Production/EPZ. Un 30 % proviene de la generación descentralizada de electricidad⁸⁹, y el 20 % restante de importación de electricidad.⁹⁰

El sistema de transmisión eléctrico holandés está bajo operación de TenneT. El sistema de distribución es constituido principalmente por tres compañías que han resultado de la fusión de anteriores empresas de distribución eléctrica: NUON, ESSENT y ENECO. Estas tres compañías son subsidiarias entre sí, y en el 2001 tenían el 87 %, aproximadamente, del mercado de electricidad. Las otras compañías de distribución existentes en Holanda operan localmente.

13. Portugal

La generación total bruta de energía eléctrica en Portugal en el año 2005 fue de 45 578 GWh, de los cuales, 8 942 GWh provinieron de fuentes de energía renovable desagregados de la siguiente manera: hidroelectricidad 5 118 GWh; energía eólica 1 773 GWh; geoenergía 71 GWh; energía de la biomasa 1 977 GWh y energía solar 3 GWh. La participación porcentual de las fuentes de energía renovable en la generación bruta fue de 19 % (Gráfica 2.13).

13.1. Marco institucional

Portugal está constituido por once provincias y dos comunidades autónomas⁹¹. A nivel nacional, el Ministerio de Asuntos Económicos y la Entidad Reguladora del Sector Eléctrico son los organismos responsables de conducir y regular la política para el subsector eléctrico.

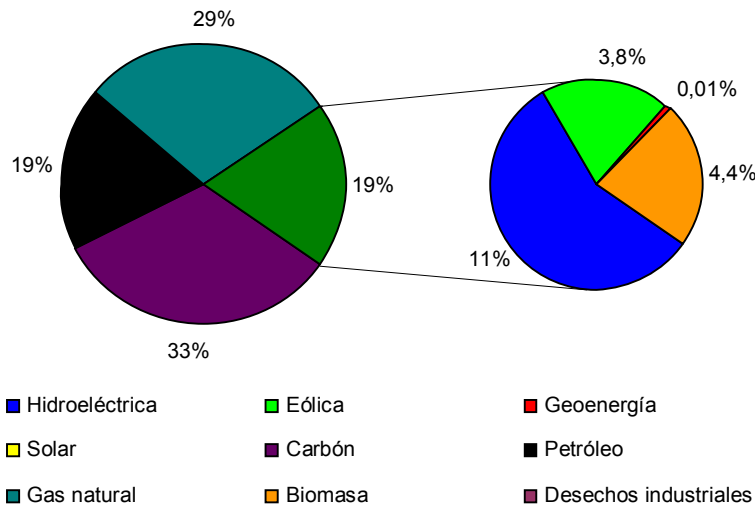
El Ministerio de Asuntos Económicos formula la política eléctrica a nivel general y el marco regulatorio, además se encarga de otorgar las licencias para la instalación de las plantas generadoras.

⁸⁹ La generación descentralizada de electricidad proviene de grandes compañías de cogeneración, que comúnmente son empresas constituidas por compañías de suministro eléctrico y firmas industriales.

⁹⁰ De Vries, H.J., et. al., op. cit., p. 82.

⁹¹ Azores y Madeira.

Gráfica 2.13 Generación de electricidad en Portugal en el año 2005



Fuente: Realización propia con información de Eurostat.

La Entidad Reguladora del Sector Eléctrico maneja los asuntos regulatorios relacionados con las tarifas, las relaciones comerciales entre los interesados, el acceso a las redes de transporte de electricidad y el despacho de la energía eléctrica.

A diferencia de las once provincias, las dos comunidades autónomas tienen una influencia significativa sobre la política energética, en la medida que poseen un poder legislativo local.

A nivel municipal, el poder regulatorio se ejerce sobre el uso de la tierra, el establecimiento de impuestos por los desechos, el uso del agua y el mantenimiento forestal.

13.2. Liberalización del mercado eléctrico

Hasta 1991 la compañía Electricidad de Portugal tuvo el monopolio de toda la cadena productiva de la electricidad. A partir de este año, cuando se efectuó la primera reestructuración, Electricidad de Portugal perdió el monopolio en la actividad de generación eléctrica, pero lo conservó en las actividades de transmisión y distribución. En 1994 hubo una segunda reestructuración a fin de dividir completamente la compañía y poner en venta cada segmento. De este proceso resultó un consorcio de empresas para administrar cada una de las actividades del subsector: Compañía

Portuguesa de Producción de Electricidad con 43 plantas, compañía propietaria de la Red Eléctrica Nacional que administra las líneas de 220 kV y 440 kV y es la encargada del despacho, cuatro compañías de distribución regional: EN, CENEL, SLE y LTE, y diez compañías de servicios.

En 1995, el Decreto Ley 182 estableció las reglas del mercado eléctrico para los nuevos participantes, a través de un marco legal para la generación⁹², el transporte para el sistema de servicio público y los sistemas independientes⁹³, la distribución, la cogeneración, y las actividades de planificación y regulación⁹⁴. Respecto a la apertura del mercado eléctrico, el Decreto determinó que los usuarios con un consumo anual por superior a 100 GWh tienen el derecho a seleccionar la compañía de suministro eléctrico. El porcentaje de elegibilidad para seleccionar la compañía de suministro es ajustado cada tres años; en 1999 éste fue fijado en 8 %. Las compañías distribuidoras pueden contratar directamente con los generadores del sistema eléctrico nacional usando las redes de transmisión o importar la energía eléctrica.

A la fecha la apertura es de 45 %, es decir, todos los consumidores conectados a la red de medio voltaje, alto voltaje o extra alto voltaje pueden seleccionar su compañía de suministro.

13.3. Estructura del subsector eléctrico

El subsector eléctrico en Portugal está constituido por un sistema de electricidad público y un sistema de electricidad independiente.

El sistema de electricidad público es completamente planificado y regulado, la expansión en el sistema está bajo revisión de la autoridad regulatoria. El sistema independiente opera con base en

⁹² Decreto Ley 313 de 1995 para la producción independiente de electricidad.

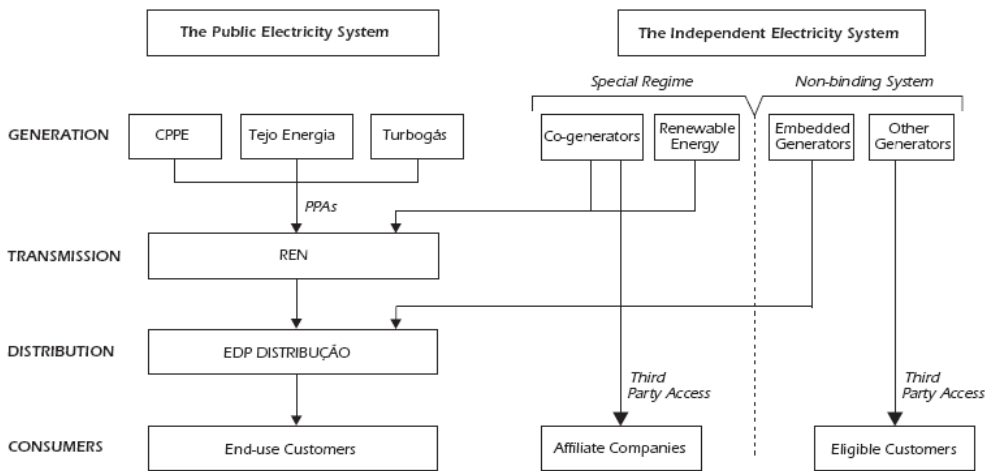
⁹³ El Sistema Eléctrico Nacional fue constituido en dos partes; una parte centralizada regulada destinada para el servicio público y la parte para el sistema independiente. El sistema para el servicio público se enfoca en la satisfacción de las necesidades de todos los clientes mediante un sistema de tarifa uniforme. El sistema independiente cubre todos los generadores de electricidad operando bajo un marco legislativo específico pero sin la obligación del servicio público.

⁹⁴ Hay dos entidades para el sistema eléctrico nacional una regulatoria y la otra de planificación. Adicionalmente, se creó la Entidad Portuguesa Reguladora del Sector Eléctrico exclusivamente para el sistema que presta el servicio público y para regular el comercio de electricidad entre el sistema independiente y el público.

un régimen especial donde participan los propietarios de plantas de cogeneración y de fuentes de energía renovable; y un régimen libre donde los productores independientes venden su electricidad directamente a los consumidores.

Los consumidores pueden elegir uno de los dos sistemas para recibir el suministro de energía eléctrica.

Figura 2.2 Estructura del subsector eléctrico en Portugal



Fuente: International Energy Agency, *Energy Policies of IEA Countries – Portugal 2004 Review*, OECD/IEA, France, 2004.

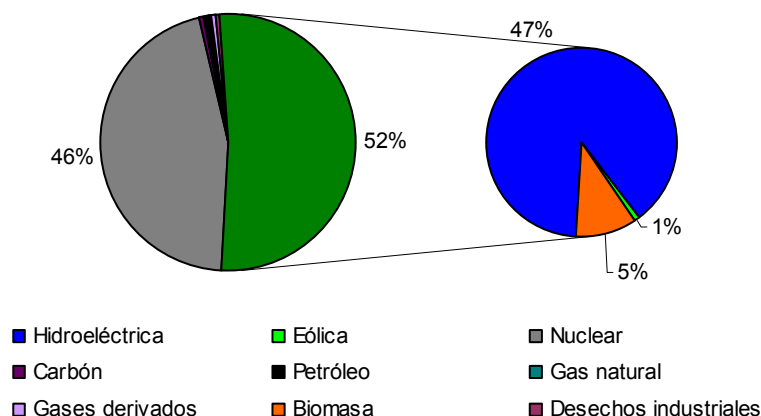
La compañía mixta *Electricidade de Portugal*, con 30 % en manos del Estado, tiene un rol dominante en la generación y distribución de electricidad. En el segmento de la generación, la filial *EDP Produção* contribuye aproximadamente con el 69 % del total de electricidad. El 99 % del sistema de distribución es administrado por *EDP Distribuição*, también filial de EDP. En el segmento de la transmisión, Rede Eléctrica Nacional S.A., compañía que administra la red posee el 30 % del sistema. Y en la actividad de comercialización, EDP tiene dos tercios del consumo del segmento liberalizado, el resto es administrado por compañías españolas.

14. Suecia

La generación total bruta de energía eléctrica en Suecia en el año 2005 fue de 158 435 GWh, de los cuales, 82 111 GWh provinieron de fuentes de energía renovable desagregados de la siguiente

manera: hidroelectricidad 72 874 GWh; energía eólica 936 GWh y biomasa 8 301 GWh. La participación porcentual de las fuentes de energía renovable en la generación bruta fue de 52 %.

Gráfica 2.14 Generación de electricidad en Suecia en el año 2005



Fuente: Realización propia con información de Eurostat.

14.1. Marco institucional

La responsabilidad de la política energética está en manos del gobierno central, quien a través del Ministerio de Industria, Empleo y Comunicaciones conduce y ejecuta dicha política. En 1998 se creó la Administración de Energía Nacional, entidad del Estado, con el objetivo de dinamizar los programas en materia energética, monitorear los adelantos en el campo ambiental y energético, y coordinar la reestructuración del sector.

En el año 2002 se creó la Oficina de Electricidad para el Consumidor con el objetivo diligenciar los reclamos. Esta oficina entró a complementar el trabajo de los consejos de consumidores locales.

14.2. Liberalización del mercado eléctrico

La Ley de electricidad general de 1997 y el Decreto nacional de electricidad son los que actualmente regulan el mercado eléctrico sueco. El objetivo de la Ley de Electricidad consistió en la liberalización del mercado eléctrico. Por esta razón, algunos de los elementos estipulados son la separación de las actividades de las compañías del sector y la creación de un operador del mercado eléctrico y un operador de la red nacional. Esta ley también regula los requerimientos de acceso a la red eléctrica para los suministradores de electricidad que utilicen fuentes de energía renovable. El Decreto nacional de electricidad se encargó de determinar el funcionamiento de la Agencia de Energía Sueca, la cual es responsable de otorgar las concesiones de la red eléctrica, definir las normas y supervisar las tarifas de conexión a la red.

14.3. Estructura del mercado eléctrico

La capacidad de generación eléctrica en Suecia está en manos de seis grandes compañías que constituyen el Intercambio de Energía Nórdico⁹⁵: Vattenfall, Sydkraft, Brirka, Fortum, Skelleftea y Gräninge. El 86 % de la generación de electricidad proviene de las compañías Vattenfall, Sydkraft y Fortum.

Vattenfall es propiedad del Estado Sueco. En la compañía Sydkraft, el Estado Noruego tiene 43 % y el resto es de la compañía alemana E.ON. Y el 70 % de la compañía Fortum es propiedad del Estado finlandés.

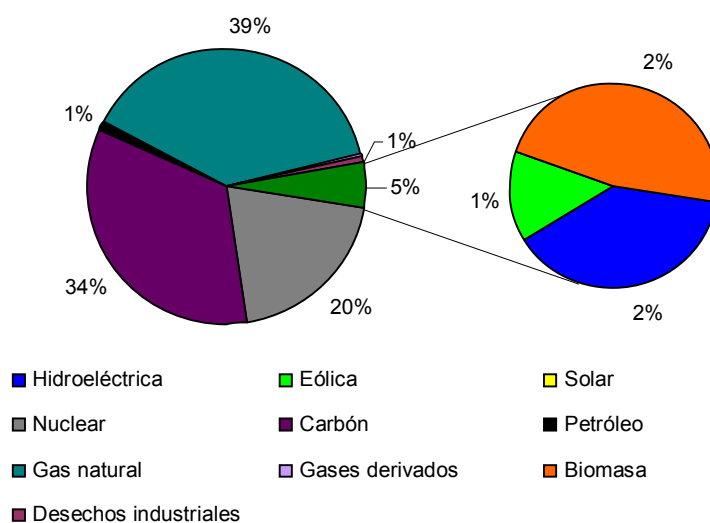
El sistema nacional de redes de 220 kV a 440 kV es administrado por *Svenska Kraftnät*, compañía de propiedad estatal. Las líneas de transmisión regional de 70 kV a 130 kV pertenecen a las compañías de generación eléctrica. Y el sistema de distribución local es constituido por 200 sistemas de compañías municipales, estatales, privadas y de asociaciones cooperativas.

⁹⁵ El Intercambio de Energía Nórdico es conocido como el *Nord Pool*.

15. Reino Unido

La generación total bruta de energía eléctrica en Reino Unido en el año 2005 fue de 400 524 GWh, de los cuales, 20 427 GWh provinieron de fuentes de energía renovable desagregados de la siguiente manera: hidroelectricidad 7 891 GWh; energía eólica 2 908 GWh; biomasa 9 620 GWh y energía solar 8 GWh. La participación porcentual de las fuentes de energía renovable en la generación bruta fue de 5 %.

Gráfica 2.15 Generación de electricidad en Reino Unido en el año 2005



Fuente: Realización propia con información de Eurostat.

15.1. Marco institucional

Las medidas legislativas en el Reino Unido se encuentran divididas en tres categorías. Las leyes parlamentarias que pasan por las dos cámaras del congreso, los instrumentos estatutarios provenientes directamente del parlamento, y ciertos materiales que son definidos de tercer grado en la legislación y tienen que ser acatados.

El Ministerio de Industria y Comercio es la institución responsable de la política energética en el Reino Unido. La regulación de los precios para los consumidores y el otorgamiento de licencias están a cargo de la Oficina de Regulación de Electricidad y Gas⁹⁶.

15.2. Liberalización del mercado eléctrico

La participación del sector privado en el subsector eléctrico del Reino Unido ha sido recurrente a lo largo de su historia. En el período contemporáneo esta participación ha sido reglamentada a través de la Ley eléctrica de 1983, que permitió a ciertas compañías el uso las redes públicas para transportar energía eléctrica a terceras partes, y la Ley eléctrica de 1989, que privatizó los segmentos de generación, transmisión, distribución y comercialización del Consejo General de Generación Eléctrica y de los 12 consejos de Inglaterra y Gales. La reestructuración de las compañías de generación eléctrica dio origen a la compañía Energía Británica⁹⁷. El sistema de redes quedó en manos de la Compañía de Electricidad Regional quien mantuvo las licencias de los suministradores públicos de electricidad.

El proceso de liberalización en el Reino Unidos fue el primero en toda la Unión Europea; inició en 1989 con la Ley eléctrica mediante la cual se desnacionalizó la industria de suministro eléctrico que estaba en manos del Estado para crear 12 compañías de electricidad regional.

15.3. Estructura del sector eléctrico

El subsector eléctrico en el Reino Unidos está constituido por tres mercados eléctricos. El primero es el mercado de Inglaterra y Gales, 100 % liberalizado desde 1990. El segundo es el mercado de Escocia, unido al sistema de Inglaterra y Gales por medio de una línea de transmisión. Este mercado fue liberalizado completamente en 1999. El tercero es el mercado de Irlanda del Norte, que no tiene una conexión física con Gran Bretaña, y ha sido liberalizado en 30,3 % de acuerdo a los requerimientos mínimos de la Directiva de la Unión Europea.

⁹⁶ *Office of Gas and Electricity Regulation - OFGEM*

⁹⁷ *British Energy*

El segmento de generación eléctrica en Inglaterra y Gales está constituido por 38 compañías; las que tienen mayor participación son: *British Energy* (19 %), *PowerGen* (13 %), *AES* (10 %), *Innogy* (10 %), *Electricité de France* (9 %), *TXU Europe* (6 %), *Edison Misi3n Energy* (6 %) y *BNFL* (3 %). Un 17 % de la participaci3n proviene de peque1os generadores y el 6 % restante es energía eléctrica importada de Escocia.⁹⁸

En Escocia hay tres compañías de generaci3n: *ScottishPower*, *Scottish and Southern Energy* y *British Energy*.

Y en Irlanda del Norte la generaci3n está constituida por cuatro plantas de generaci3n.

16. Sumario y conclusiones

A doce años de haberse instaurado el proceso de liberalizaci3n de los mercados eléctricos en la Uni3n Europea 15, se hace evidente que una de las consecuencias de dicha apertura fue la concentraci3n de bienes y actividades en pocas compañías. Del mismo modo que en el subsector de hidrocarburos se habló de las siete hermanas⁹⁹, en el subsector eléctrico pueden distinguirse seis compañías (*Fortum*, *Vattenfall*, *E.ON*, *RWE*, *Electricité de France*, *Endesa* y *Electrabel*) que dominan el negocio de la electricidad en la Uni3n Europea.

El criterio sobre el cual se erigi3 la liberalizaci3n de los mercados eléctricos en la Uni3n Europea se fundament3 en la posibilidad o no, para los consumidores finales, de seleccionar la compañía de suministro eléctrico. Es decir, entre mayor número sean los consumidores que puedan elegir la empresa de suministro, mayor es el grado de apertura del mercado. Sin embargo, dicha apertura qued3 en el papel, puesto que las compañías oferentes del servicio de electricidad son casi las mismas que existían antes de la promulgaci3n de las leyes; incluso, en algunos países como Austria, todas las compañías se fusionaron formando una sola empresa.

En la tabla 2.4 se presenta un consolidado del proceso de liberalizaci3n de los mercados eléctricos en la Uni3n Europea.

⁹⁸ International Energy Agency, *Energy Policies of IEA Countries – The United Kingdom 2002 Review*, OECD/IEA, France, 2002.

⁹⁹ Thomas, S., “The Seven Brothers”, *Energy Policy*, vol. 31, issue 5, April 2003, pp. 393-403.

Tabla 2.4. Liberalización del mercado eléctrico en la Unión Europea 15

Estados miembros	Apertura %	Año	Principales Compañías	Concentración %	Consumidores que han cambiado la compañía de suministro %
Austria	100	2003	EVN, Verdund, Wiener, Stadtwerke	68	5 - 10
Bélgica	100	2007	Electrabel	97	5 - 10
Dinamarca	100	2003	SK Power Company	75	-
Finlandia	100	1997	Fortum	54	30
Francia	30	ND	Electricité de France	98	5 - 10
Alemania	100	1999	RWE, E.ON, EnBW	80	10 - 20
Grecia	30	ND	Compañía pública de energía	100	Ninguno
Irlanda	100	2007	Consejo para el Suministro de energía	97	30
Italia	35	ND	Enel, Elettrogen	79	Menos de 5
Luxemburgo	100	2007	CEGEDEL	90	-
Países Bajos	100	2003	Essent, Nea	64	10 - 20
Portugal	30	ND	Electricidade do Portugal	85	Menos de 5
España	45	2003	Endesa, Iberdrola, Hidrocatábico, Unión FENOSA	79	Menos del 5
Suecia	100	1998	Sydkraft, Vattenfall	77	-
Reino Unido	100	1998	British Energy, Innogy, PowerGen, Scottish and Southern Energy and Scottish Power	44	80

ND: No discutido

Fuente: La información de la segunda columna ha sido actualizada al año 2007. Las demás columnas quedan igual a la fuente bibliográfica consultada: Commission of the European Communities, *Commission Staff Working Paper – Second benchmark report on the implementation of the internal electricity and gas market*, SEC (2003) 448, April 7, 2003, Belgium (Brussels), tomado de: Kemfert, C., Lise, W., Östling, R., *The European electricity market – Does liberalization bring cheaper and greener electricity?*, October, 2003.

Respecto a la relación entre el subsector eléctrico y el de las fuentes de energía renovable, se destaca el hecho que todos los Estados miembros han acatado la Directiva 2001/77/CE, por lo que el aprovechamiento de estas fuentes energéticas no tiene restricción alguna. La dificultad radica en que las grandes compañías continúan utilizando fuentes de energía convencional y sus planes de expansión siguen esta tendencia, dejando el aprovechamiento de las fuentes de energía renovable a los pequeños productores, a los productores independientes u a otra modalidad de generación eléctrica de menor participación.

El criterio de eficiencia económica inherente a la política de liberalización de los mercados eléctricos europeos prevalece sobre las medidas o criterios de eficacia relativos a la generación de electricidad mediante el uso de fuente de energía renovable.

La influencia de los procesos de apertura de los mercados eléctricos europeos ha imposibilitado impulsar decididamente la política relativa a la generación de electricidad mediante el uso de

fuentes de energía renovable. Ambas políticas coexisten, pero la última está subordinada a las decisiones que se tomen en la primera. Esto puede ejemplificarse a través de los procedimientos administrativos para solicitar las licencias. Para el subsector eléctrico, los procedimientos están claros y no presentan grandes problemas, mientras que para los desarrolladores de proyectos que utilizan fuentes de energía renovable¹⁰⁰ dichos procedimientos conducen a largos tiempos de espera en la parte inicial de los proyectos, desalentando de esta manera la inversión.

Pese al dominio del subsector eléctrico y a la política de eficiencia económica que orienta el funcionamiento de sus mercados, hay un elemento a destacar, y es el de la autonomía de los niveles de gobierno menores (regional, municipal y local) que existe en algunos Estados miembros. Mediante esta autonomía y el apoyo de una política bien diseñada para aprovechar las fuentes de energía renovable se puede impulsar proyectos que beneficien social y ecológicamente a las pequeñas comunidades. Aunque este tipo de iniciativas son importantes a nivel local y contribuyen en el cumplimiento de las metas europeas, no son de interés para las grandes compañías eléctricas.

¹⁰⁰ Johansson, T., Turkenburg, W., “Policies for renewable energy in the European Union and its member states: an overview”, *Energy for Sustainable Development*, vol. VIII, N° 1, March, 2004, pp. 5-24.

Capítulo tres

Políticas nacionales para promover la generación de electricidad mediante el uso de fuentes de energía renovable

Introducción

En la actualidad, las políticas nacionales están enfocadas al cumplimiento de las metas indicativas especificadas en la Directiva 2001/77CE. Sin embargo, esto no indica que antes de ser emitida dicha Directiva, los Estados miembros no hubiesen realizado actividades para impulsar el uso de las fuentes de energía renovable en la generación eléctrica. Desde la década del ochenta la mayoría de los Estados miembros desarrollaron planes, programas y proyectos en este sentido, pero no con el mismo entusiasmo ni en función de cumplir objetivos políticos. Mientras Alemania, Dinamarca y España instauraron políticas específicas para promover dichas fuentes, los demás Estados miembros desarrollaron planes o proyectos sin una meta para cumplir.

Las políticas nacionales son instrumentalizadas a través de los sistemas de apoyo o mecanismos de incentivo y desarrolladas mediante planes, programas y proyectos. El objetivo de este capítulo es presentar, para cada uno de los Estados miembros, las medidas que desarrollan e instrumentalizan las políticas nacionales.

1. Alemania

1.1. Programa 250 MW eólicos (1989-2006)

El programa «250 MW eólicos» inició en 1989 como el «Programa 100 MW eólicos», debido a que la meta fue cumplida con anterioridad a la culminación del programa, en 1995 ésta fue extendida a 250 MW.¹ Los subsidios entregados a través de este programa fueron designados para instalación y operación de turbinas de viento que estuvieran ubicadas en los sitios especificados por el programa, ya que el objetivo era adquirir datos estadísticos sobre su funcionamiento. Los subsidios de inversión tuvieron como tope máximo la suma de € 46 000 y llegaron a ser hasta del 25 % de la inversión.² Los subsidios para la operación de las turbinas eólicas fueron de € 0,04/kWh entregado a la red eléctrica. Este programa promovió 1 560 turbinas de viento con una capacidad total de 362 MW.³

1.2. Programa 100 000 techos fotovoltaicos (1999-2004)

El Ministerio de Asuntos Económicos a través del programa «100 000 techos fotovoltaicos» ofreció un préstamo de bajos intereses (1,9 % en 2002) con un período de reembolso de 10 años, y un inicio de los pagos 2 años después de adquirido el préstamo. Adicionalmente, expresó que después de un período de 9 años de reembolso, era posible suspender el pago final si el sistema fotovoltaico estaba operando en ese momento. Los préstamos cubrían el 100 % de la inversión y tenían un límite de € 500 000.⁴

¹ Durstewitz, M., Hoppe-Kilpper, M., *Lessons learned in energy technology deployment policies – Germany: wind power for grid connection “250 MW wind” program*, WMEP (Scientific Measurement and Evaluation Program) and ISET (Institute Solar Supply Technology), Germany, 2001.

² Durstewitz, M., Hoppe-Kilpper, M., Schmid, J., Stump, N., Windheim, R., “Experiences with 3000 MW wind power in Germany”, <http://www.iset.uni-kassel.de:888>, <http://www.kfa-juelich.de/beo>.

³ Ender, C., *Wind Energy Use in Germany*, DEWI, Germany, 2003.

⁴ Bechberger, M., Reiche, D., Renewable energy in Germany: pioneering and exemplary regulations, *Energy for Sustainable Development*, vol. VIII, N° 1, March, 2004, pp. 47-57.

1.3. Ley de alimentación de electricidad - *Stromeinspeisungsgesetz* (1990-2000)

Esta Ley garantizó el acceso a las redes eléctricas para los propietarios de las plantas de generación que usaban fuentes de energía renovable. Además obligó a las empresas de servicios públicos a pagarles una tarifa garantizada. La Ley estableció que la carga financiera para el funcionamiento del sistema de apoyo estaría sobre las compañías de suministro eléctrico y sus consumidores. Las tarifas garantizadas fueron calculadas anualmente como un porcentaje del precio de la electricidad promedio para todos los consumidores. La Ley fue enmendada en 1998 debido a la carga financiera que sostuvieron las compañías de servicios públicos, y en el año 2000 fue reemplazada.

1.4. Cuarto programa de investigación en energía (1996-2004)

El programa investigación en energía, establecido en 1996, determinó los lineamientos para apoyar el desarrollo, la investigación y la demostración de las tecnologías en el área de la energía que eran utilizadas en el sector público.⁵

1.5. Ley de energías renovables⁶ - *Erneuerbare-Energien-Gesetz* (2000-Presente)

Ésta Ley reemplazó la Ley de alimentación de electricidad de 1991 e introdujo algunos cambios como: 1. Las funciones que antiguamente tenían las compañías de servicios públicos de electricidad fueron transferidas únicamente a los operadores de la red, es decir, éstos están obligados a ofrecer acceso prioritario la redes eléctricas para la electricidad generada con fuente de energía renovable y a comprar la electricidad a una tarifa garantizada. 2. La tarifa garantiza decrece en términos reales ya que ésta no es ajustada de acuerdo a la inflación; además, la ley determinó porcentajes de reducción anual para las tarifas garantizadas. 3. La Ley estipuló obligaciones respecto a los costos de conexión a la red. Los propietarios de las plantas deben

⁵ IEA, *Renewable Energy – Market & Policy...*, op. cit.

⁶ Federal Ministry for Environment Nature Conservation and Nuclear Safety, *Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources (Renewable Energy Sources Act)*, Germany, March 2000.

cubrir los costos de conexión a la red, y los operadores de la red deben cubrir los costos de reforzamiento de la red, es caso necesario.

Cada dos años, el parlamento alemán evalúa la Ley de energías renovables con base en los reportes presentados por los Ministerios de Economía y Tecnología, en colaboración con el Ministerio de Ambiente y Ministerio de Cultura.

2. Austria

2.1. Programa de energía solar (1992-1995)

El objetivo de este programa consistió en proveer subsidios de capital para sistemas fotovoltaicos y vehículos eléctricos. Los fondos financieros provinieron de las empresas de servicios públicos, los gobiernos provinciales y el gobierno federal. A finales del año 1995 había 200 vehículos eléctricos circulando y 100 sistemas fotovoltaicos residenciales conectados a la red de distribución. La capacidad eléctrica total de los sistemas fotovoltaicos fue de 400 kW, aproximadamente. El 58 % de los costos de inversión fue subsidiado por las autoridades.⁷

2.2. Plan superior de energía (1994-2000)

El plan superior de energía tuvo tres objetivos que consistieron en reducir el consumo de combustible fósiles en 20 %, mejorar la eficiencia energética e incrementar el uso de fuentes de energía renovable a 30 % en el año 2000. Este plan fue impulsado mediante apoyos nacionales y locales, y fue complementado con actividades de información. Uno de los resultados de este plan fue la instalación de 500 000 m² de colectores solares térmicos, de esta manera se incrementó la densidad de colectores solares por capita a 0,4 m².⁸

⁷ IEA, *Renewable Energy – Market & Policy...*, op. cit., p. 143.

⁸ *Ibíd.*, p. 144.

2.3. *Kommunalkredit* (1994-Presente)

Los incentivos y concesiones federales son administrados por la *Kommunalkredit*, y generalmente cubren un 30 % de los costos de inversión. Estos apoyos son otorgados a nuevos proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas, sistemas de calefacción que utilicen biomasa e incluyan una red pequeña para conectarse al sistema del distrito, gas de desecho, sistemas geotérmicos, bombas de calor, sistemas solares térmicos superiores a 10 m², sistemas fotovoltaicos e instalaciones eólicas.⁹

2.4. Acuerdos voluntarios entre el Ministerio de Asuntos Económicos y la Asociación de las Empresas de Servicios de Electricidad (1994-1996)

Estos acuerdos consistieron en proveer subsidios del 100 % sobre el precio de entrega al distribuidor para los sistemas fotovoltaicos y eólicos, y de 20 % para los sistemas que utilizaban biomasa y biogás, las ayudas fueron otorgadas por un período de tres años. Para recibir el subsidio, las instalaciones debían haber iniciado su operación antes de finalizar el año 1996. Los últimos subsidios fueron entregados al final de 1999.

2.5. Ordenanza del Ministerio de Asuntos Exteriores (1995-Presente)

Tabla 3.1 Precios garantizados para la electricidad proveniente de fuentes de energía renovable establecidos por la ordenanza del Ministerio de Asuntos Exteriores

Capacidad	Mínimo (ATS/kWh)	Máximo (ATS/kWh)
P<2MW	0,421	0,90
P>2MW	0,421	0,72

Esta regulación garantiza un precio mínimo para la electricidad que se comercializa entre provincias y proviene de plantas de cogeneración o de plantas que utilizan fuentes de energía

⁹ *Ibíd.*

renovable. En la siguiente tabla se presentan los precios establecidos por Ley, diferenciados de acuerdo al tamaño de la planta.

Las tarifas garantizadas de la tabla 3.1 corresponden a un rango de 100 % a 125 % respecto a los niveles de a tarifa de energía eléctrica del consumidor.

2.6. Presupuesto de investigación, desarrollo y demostración (1995-1996)

En 1995, el 25 % del presupuesto de investigación, desarrollo y demostración fue destinado a las fuentes de energía renovable. Esta cantidad fue distribuida así: 52 % para la biomasa; 27 % para la energía solar; y el 21 % restante fue destinado a sistemas eólicos, hídricos y geotérmicos.¹⁰

2.7. Ley eléctrica de 1998¹¹

La Ley eléctrica de 1998 introdujo el sistema de tarifas garantizadas como sistema de apoyo para estimular la generación de electricidad proveniente de fuentes de energía renovable. La Ley obligó a los operadores del sistema a comprar la electricidad ofrecida por lo productores independiente a una tarifa mínima. Estas tarifas fueron definidas por la administración de cada provincia, y estuvieron diferenciadas según la tecnología y la duración del contrato.¹²

2.8. Ley eléctrica del 2000

Con el objetivo de alcanzar un porcentaje mínimo de electricidad proveniente de fuentes de energía renovable en la matriz energética austriaca, la Ley eléctrica del 2000 obligó a los operadores del sistema de distribución a comprar una cantidad específica de electricidad

¹⁰ Ibid.

¹¹ Esta ley es conocida en la literatura con el acrónimo EIWOG por su nombre en alemán. BMWA, Full Liberalization of the Austrian Electricity Market & Green Electricity.

¹² BMWA, Full Liberalization of the Austrian Electricity Market & Green Electricity.

proveniente de fuentes de energía renovable¹³. Los porcentajes de compra mínimos fueron los siguientes: 1 % en el 2001; 2 % en el 2003; 3 % en el 2005 y 4 % en el 2007. El operador de la red queda autorizado a revender la electricidad a los consumidores finales o comercializadores. Si la cantidad de electricidad comprada excede el mínimo requerido, el operador puede vender los excedentes a otros operadores de red. A fin de igualar los porcentajes de comprar de electricidad, la Ley creó una multa para aquellos operadores que no alcancen a cubrir su porcentaje de compra.¹⁴

Según la Ley, los suministradores deben probar que parte de la electricidad que venden proviene de una fuente renovable, esto lo hacen a través de la factura de electricidad, en la cual debe ir especificado el porcentaje. Este procedimiento, al igual que la información de la factura es regulado por el gobierno de la provincia.

La Ley exhortó a los gobiernos de las provincias para que establecieran tarifas garantizadas para incentivar a los operadores de red en la compra de energía proveniente de fuentes de energía renovable.

La emisión y comercio de certificados verdes (2000-2002) fue otra iniciativa de la Ley Eléctrica del 2000. La Ley exigió a los suministradores que el 8 % de la electricidad vendida debía provenir de pequeñas centrales hidroeléctricas ubicadas dentro del territorio austriaco. Los consumidores finales que compran directamente la electricidad a generadores extranjeros, deben probar que el 8 % de la electricidad comprada es generada por pequeñas centrales hidroeléctricas. Los gobiernos provinciales son los que conceden los certificados para los propietarios de las plantas con capacidad de hasta 10 MW. El operador recibe un certificado por cada 100 kWh. En el caso de no cumplirse la cuota del 8 %, el suministrador o consumidor tendría que pagar un impuesto o multa. El cobro de las multas finalizó el primero de enero del año 2003 después de haber sido puesta en vigor la Ley de electricidad verde.¹⁵

¹³ Plantas eléctricas que utilicen energía eólica, fotovoltaica, geotérmica, biomasa, biogás, digestores, gas de desecho, plantas térmicas que utilicen biocombustible y las plantas de combustión de desechos.

¹⁴ IEA, *Renewable Energy – Market & Policy...*, op. cit., p. 147.

¹⁵ Madlener, R., Drillisch, J., “*Tradable Certificate Schemes for Single Renewable Electricity Technologies: The Case of Small-Scale Hydro Power Promotion in Austria*”, Proceedings of the 25th Annual IAEE International

2.9. Ley de electricidad verde 2002¹⁶

Las fuentes de energía renovable y la generación combinada de electricidad y calor son la base de la Ley de electricidad verde del año 2002. La medida más importante en esta Ley fue el establecimiento de una tarifa garantizada a nivel nacional para los propietarios de plantas que utilicen fuentes de energía renovable o poseen plantas de cogeneración. Antiguamente, ya existía este sistema de apoyo para promover la electricidad proveniente de fuentes de energía renovable; sin embargo, tenía algunos inconvenientes porque el sistema funcionaba de manera diferente en cada una de las provincias.

Las metas establecidas en la Ley fueron la generación de 9 % de electricidad proveniente de pequeñas centrales hidroeléctricas y 4 % de plantas de cogeneración y fuentes de energía renovable. Así, en el año 2008 alcanzarían el objetivo indicativo nacional de 78,1 % definido en la Directiva 2001/77/CE.

Esta Ley derogó el sistema de certificados verdes, y organizó el mecanismo de certificación de origen que obliga la Directiva 2001/77CE.¹⁷

3. Bélgica

3.1. Programa VLIET (1992-1995 y 1997-1999)

El objetivo del programa consistió en conceder subvenciones por la inversión de capital para proyectos de investigación y proyectos privados. Los primeros recibieron apoyos entre el 50 % y 100 % de la inversión de capital; y los segundos obtuvieron préstamos en los cuales podían condonar el 50 % de la deuda. En el primer período del programa, éste tuvo un presupuesto de

Conference “Innovation and Maturity in Energy Markets: Experience and Prospects”, Aberdeen, Scotland, 26-29 June 2002.

¹⁶ En la literatura esta ley conocida como *Ökostromgesetz* por su nombre en Alemán. BMWA, Full Liberalization of the Austrian Electricity Market & Green Electricity.

¹⁷ European Renewable Energy Council (EREC), *Renewable Energy Policy Review - Austria*, ALTENER, Brussels, May, 2004.

BEF 132.5 millones, los cuales fueron disminuidos en un 50 % para el segundo período de operación.¹⁸

3.2. Decreto 15.12.1993 (Flandes 1993-Presente)

El objetivo de este decreto es incrementar el ahorro de combustibles fósiles e impulsar la economía. Por lo tanto, se creó un sistema de subsidios para las compañías que inviertan en proyectos relacionados con la eficiencia energética y las fuentes de energía renovable. Las compañías grandes y medianas obtendrían un subsidio de 10 %, y las pequeñas empresas uno del 20 %. Las empresas de servicios públicos quedan excluidas de la medida. Adicionalmente, las instalaciones solares fotovoltaicas reciben otro subsidio de 65 %.¹⁹

3.3. Sistema verde (1995-2003)

En 1995, el comité de control de gas y electricidad recomendó el establecimiento de un incentivo adicional de 0,025 €/kWh respecto a la venta total de electricidad generada a partir de fuentes de energía renovable. Este incentivo fue otorgado por un período de 10 años; sin embargo, los sistemas fotovoltaicos con capacidad inferior a 3 kW obtuvieron el subsidio por el tiempo de vida útil del sistema. Las plantas eólicas y las pequeñas centrales hidroeléctricas con capacidad inferior a 10 MW estaban habilitadas para recibir este incentivo. En el 2003 fue eliminado el comité de control de gas y electricidad, y con él, el sistema verde. A pesar de esto, los propietarios de las plantas generadoras que ya habían sido habilitados continuaron recibiendo el subsidio hasta completar los 10 años establecidos.²⁰

¹⁸ IEA, *Renewable Energy – Market & Policy...*, op. cit., p. 170.

¹⁹ Altener Programme, *RES' legislation in Belgium...*, op. cit., p. 18.

²⁰ *Ibid*, p. 16.

3.4. Esquema de certificados verdes (Flandes 2001-Presente)

A partir del 1° de enero del año 2002, mediante el decreto de electricidad del 2000, cada suministrador de electricidad está obligado a comprar cierta cantidad de certificados verdes de los productores de electricidad verde. Esta cantidad es de 0,8 % del total de electricidad suministrado en el 2002; de 1,2 % en el 2003, 2 % en el 2004 hasta alcanzar 6 % en el 2010. Un sistema de multas fue establecido para aquellos suministradores que no cumplan con la cuota; € 75 en el 2003, € 100 en el 2004 y € 125 en el 2005. Estas multas van al fondo de energía renovable. El ente regulador²¹ en la región Flandes es el encargado de proveer las listas de los suministradores y de los productores de electricidad verde, así como los precios de los certificados verdes.²²

3.5. Esquema de certificados verdes (Valonia 2002-Presente)

El sistema de certificados verdes fue implementado en el año 2002 con el objetivo de disminuir las emisiones de CO₂. Para esto, los suministradores están obligados a entregar a sus consumidores una cuota específica de electricidad proveniente de fuentes de energía renovable.

En el 2003, cuando el sistema de certificados verdes inició, el gobierno de Valonia estableció una cuota de 3 %. Ésta fue incrementada a 7 % en el año 2007 y se espera que para el 2010 ésta sea de 12 %. En el caso en el que los suministradores no cumplan con la cuota establecida, estos tendrían que pagar una multa de € 100 que irían a un fondo para la energía.

El ente regulador de Valonia es el encargado de supervisar el funcionamiento del sistema, por lo que cada tres meses revisa las cuotas y publica información sobre los certificados verdes. El gobierno de la región permite a los propietarios de las plantas generadoras de electricidad verde seleccionar entre participar en el sistema de certificados verdes o recibir un tarifa garantizada de 65 €/MWh.²³

²¹ VREG

²² EREC, *Renewable Energy Policy Review - Belgium*, op. cit., p. 9.

²³ Institut Wallon de Développement Économique et Social et D'aménagement du Territoire ASBL, *RES Policy Report for Belgium*, Provision of information for AGORES, Belgium.

3.6. Esquema de certificados verdes (Federal 2002-Presente)

El Real Decreto para promover las fuentes de energía renovable entró en vigor en julio del año 2003. Este se propone dos objetivos: establecer las condiciones para la emisión de certificados verdes derivados de la generación de electricidad de plantas eólicas en plataformas marinas, y crear un sistema que obliga a los operadores de red a comprar certificados verdes emitidos en cualquier parte del territorio belga a un precio mínimo de 90 €/MWh para energía eólica en plataformas marinas, 50 €/MWh para energía eólica en tierra e hidroelectricidad, 150 €/MWh para energía solar y 20 €/MWh para biomasa. Los certificados son válidos por cinco años y no son asociados a cuotas fijas.²⁴

4. Dinamarca

4.1. Programa de investigación en energía (1976-Presente)

Este programa impulsa la implementación de proyectos en el área de la energía a través de incentivos financieros que cubren aproximadamente el 50 % de los costos de inversión.²⁵

4.2. Ley de suministro eléctrico (1976-1996)

La Ley de suministro eléctrico de 1976 introdujo un cambio en el esquema de coordinación y administración del subsector eléctrico danés, permitiendo la participación de compañías particulares privadas en la generación, transmisión y distribución de electricidad.

La Ley obligó a las compañías de suministro eléctrico a incluir diferentes fuentes energéticas y a adoptar medidas de eficiencia energética.

En 1989 la Ley fue modificada con el fin de obligar a los suministradores a comprar electricidad proveniente de fuentes de energía renovable y de plantas de cogeneración.

²⁴ EREC, *Renewable Energy Policy Review - Belgium*, op. cit.

²⁵ Altener Programme, *RES' legislation in Denmark. Final report of the Ener-Iure project*, 1998.

En 1994 la Ley tomó un nuevo rumbo a fin de incluir objetivos de carácter ambiental. Y en 1996 fue totalmente modificada debido a la adopción de la Directiva 96/92/CE.²⁶

4.3. Subvenciones de capital para la instalación de turbinas de viento (1979-1989)

El programa administró y otorgó subsidios para la inversión entre 15 % a 30 % para la instalación de turbinas de viento en emplazamientos terrestres.

4.4. Ley para apoyar la utilización de fuentes de energía renovable (1981-2001)

El objetivo de esta Ley consistió en incentivar la instalación de tecnologías que utilizan fuentes de energía renovable como insumo en un proceso de conversión de energía. Este apoyo fue otorgado a través de subsidios y tarifas garantizadas dirigidas a la adquisición de capital, al desarrollo tecnológico, al análisis, evaluación y difusión de información.

La Ley determinó que la electricidad generada con fuentes de energía renovable haría parte de los servicios públicos proveídos por las compañías de servicios; además, permitió que los costos inherentes a este tipo de electricidad fueran transferidos a los consumidores como un cargo extra integrado en la factura de energía eléctrica. La Ley finalizó en el año 2002.²⁷

4.5. Reemplazo de turbinas de viento pequeñas y obsoletas (1994-1996) y (2001-2003)

Este programa ofreció dos alternativas: subsidios de 15 % sobre los costos de inversión o DKK 200 000 para reemplazar las turbinas obsoletas por unas de mayor capacidad que estuvieran operando en emplazamientos terrestres.

²⁶ *Ibid.*

²⁷ Meyer, N.I., Koefoed, A.L., “Danish energy reform: policy implications for renewable”, *Energy Policy*, vol. 31, issue 7, June, 2003, pp. 597-607.

Durante el 2001 al 2004 funcionó un nuevo esquema para reemplazar las turbinas de viento viejas que estaban conectadas a la red eléctrica. El sistema de apoyo consistió en otorgar a los propietarios de las nuevas turbinas una tarifa de 0.17 DKK/kWh (0.081 €/kWh)²⁸, durante las primeras 12 000 horas de carga completa, o durante los primeros 10 años de operación de la planta de no cumplirse las 12 000 horas de carga.²⁹

4.6. Ley de suministro eléctrico (1996-1999)

La reforma de 1996 tuvo como objetivo la incorporación de la Directiva 96/92/CE. En materia de fuentes de energía renovable, ésta determinó el acceso prioritario de las plantas de generación eléctrica que usan fuentes de energía renovable a las redes eléctricas. Aunque el acceso prioritario se venía practicando desde 1980, la reforma institucionalizó esta acción.³⁰

4.7. Proyecto SOL-300 (1998-2000) y Proyecto SOL-1000 (2001-2005)

La meta del proyecto consistió en la instalación de 300 sistemas solares fotovoltaicos en techos residenciales. Esto permitió el desarrollo de actividades de capacitación técnica para la instalación de los sistemas y de evaluación del rendimiento de los mismos.

El proyecto SOL-1000 fue un proyecto de demostración sucesor del proyecto SOL-300, la meta consistió en la instalación de 1 000 nuevos sistemas solares fotovoltaicos enfocados al desarrollo de arquitectura solar y sistemas integrados a la construcción.

²⁸ De Vries, H.J., et. al., op. cit., p. 29.

²⁹ IEA, *Renewable Energy – Market & Policy...*, op. cit., p. 241.

³⁰ OECD, *Regulatory reform in Denmark...*, op. cit.

4.8. Acuerdo sobre turbinas de viento ubicadas en plataformas marinas (1998-2000)

El gobierno danés acordó con dos grandes compañías eléctricas la instalación de 750 MW eólicos en plataformas marinas para el año 2008. Este acuerdo fue la primera fase de la instalación planificada de 4 000 MW para el año 2030. En el año 2002, cuando ya se habían instalado 320 MW en dos proyectos de demostración, el gobierno canceló el acuerdo con el fin de crear un proceso de oferta para desarrollar los proyectos restantes.³¹

4.9. Ley de suministro eléctrico (1999-2001)

Los objetivos de esta Ley consistieron en asegurar la protección al consumidor, introducir ciertas consideraciones ambientales y afianzar la liberalización del mercado eléctrico. Respecto a las fuentes de energía renovable, el objetivo consistió en la creación de un mercado de electricidad verde, para esto, la Ley cambió el sistema de apoyo de tarifas garantizadas al de certificados verdes comerciables, introdujo límites de emisión de CO₂, y estableció concesiones para el comercio de emisiones y de certificados de energía renovable. La Ley estableció un período de transición para introducir paulatinamente el sistema de certificados verdes, sin eliminar por completo las tarifas garantizadas, para las cuales, el gobierno asignó niveles de tarifa inferiores a los que venían otorgando. Las reglas que el gobierno estableció para el período de transición fueron bastante complicadas para los propietarios de las plantas de generación eléctrica, especialmente, en lo referente a la certidumbre de los proyectos a largo plazo. Esto tuvo como consecuencia la reducción de las inversiones en los últimos años.³²

«El cambio del gobierno danés en el 2001 resultó en un cambio radical para la política de energías renovables. El apoyo económico gubernamental para el desarrollo y la demostración de los sistemas de energía renovable ha sido abolido en

³¹ Meyer, N.I., “Renewable energy policy in Denmark”, *Energy for Sustainable Development*, vol. VIII, Nº 1, March, 2004, pp. 25-35.

³²OECD, *Regulatory reform in Denmark...*, op. cit.

*gran parte. En lugar de eso, se supone que el desarrollo de éstas dependerá del mercado comercial».*³³

4.10. Estrategia nacional de investigación, desarrollo y demostración para las tecnologías que usan fuentes de energía renovable (2003-2004)

La Autoridad de Energía Danesa con las dos compañías más grandes de servicios públicos elaboraron las estrategias de investigación, desarrollo y demostración para celdas de combustibles, biomasa, energía eólica y energía solar fotovoltaica. Las estrategias para biocombustibles, energía de las olas, producción de hidrógeno y la interacción de diferentes fuentes de energía renovable en sistemas integrados están en planificación.³⁴

5. España

La promoción de las fuentes de energía renovable para generar electricidad ha sido una política de Estado durante los últimos 20 años, la cual ha sido instaurada a través de marcos legales y planes estratégicos que han mostrado continuidad a través de los diferentes gobiernos. Las tres leyes que han regulado el sector energético y eléctrico en España desde 1980 (Conservación de energía Ley 82/1980, El sistema eléctrico nacional Ley 40/1994 y Energía eléctrica Ley 54/1997) han otorgado un papel destacado a las fuentes de energía renovable otorgándole incentivos directos.

5.1. Ley de conservación de la energía 82/1980 (1980-1994)

Esta Ley fue el primer marco legal que promovió la generación de electricidad mediante el uso de las fuentes de energía renovable. La promoción se hizo efectiva por la creación de un régimen

³³ Johansson, T., et. al., op. cit.

³⁴ IEA, *Renewable Energy – Market & Policy...*, op. cit., p. 242.

especial para plantas hidroeléctricas con capacidad menor a 5 MW y plantas de generación eléctrica que utilizaran fuentes de energía renovable.

Dentro de esta Ley se destacan tres elementos importantes que fueron determinantes: 1. conexión a la red eléctrica, 2. firma de contratos de compra con las empresas de servicios públicos, y 3. definición de un precio garantizado para la electricidad renovable.

5.2. Programa de energías renovables (1991-2000)

El Programa de energías renovables fue parte del Plan de eficiencia energética y ahorro de la energía, que era un anexo del Plan de energía nacional. El objetivo de este plan fue promover la seguridad y diversidad energética.

5.3. Ley eléctrica 40/1994 (1994-1997)

La Ley eléctrica de 1994 además de reestructurar el subsector eléctrico español, fortaleció el régimen especial que promovía las fuentes de energía renovable mediante la firma de contratos de compra a cinco años y el otorgamiento de tarifas garantizadas.

5.4. Real Decreto 2366/1994 (1994-1997)

El Real Decreto 2366 de 1994 especificó detalladamente el funcionamiento del régimen especial clasificando las tecnologías y la definiendo los diferentes niveles de tarifas garantizadas. Esta medida legislativa también obligó a las empresas de servicios públicos de energía eléctrica a comprar toda la electricidad generada de origen renovable.³⁵

³⁵ Real Decreto 2366/1994, *Sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables*, BOE N° 1994.

5.5. Ley Eléctrica 54/1997 (1997-Presente)³⁶ y Real Decreto 2818/1998 (1998-2002)³⁷

El objetivo principal de esta Ley fue la liberalización del subsector eléctrico; sin embargo, se incluyeron algunos elementos para promover el uso de las fuentes de energía renovable. En este sentido, se destacó el Plan de fomento de las energías renovables³⁸, mediante el cual se buscó una meta de 12 % en el consumo de energía primaria a través de fuentes de energía renovable para el 2010. Respecto al régimen especial, la Ley garantizó el acceso a la red eléctrica para los propietarios de plantas generadoras y estableció un límite de capacidad eléctrica de 50 MW. La reglamentación del régimen especial, incluyendo las modificaciones provenientes de esta Ley, fue instaurada mediante el Real Decreto 2818/1998.

5.6. Investigación y desarrollo (2000-2003)

En 1999, el gobierno español aprobó el Plan nacional sobre investigación científica y desarrollo tecnológico e innovación, que fue desarrollado durante los años 2000 al 2003. Entre las tecnologías prioritarias del programa se destacan los sistemas de energía menos contaminantes y más eficientes, y sistemas de transmisión y distribución de energía más económicos, entre otros asuntos relacionados con el área de la energía.

5.7. Real Decreto 1663/2000 (2000-Presente)

Este Real Decreto regula la conexión de sistemas solares fotovoltaicos a la red eléctrica. Aquellos sistemas con capacidad inferior a 100 kVA deberán ser conectados a la red de bajo voltaje y los de más de 5 kW deben conectarse a través de un convertidor trifásico o tres convertidores monofásicos.

³⁶ Ley 54/1997, *Ley eléctrica*, BOE de 27 noviembre, 1997.

³⁷ Real Decreto 2818/1998, *Sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovable, residuos y cogeneración*, BOE N° 312, 30 diciembre, 1998.

³⁸ El Plan de fomento de las energías renovables fue aprobado en 1999 con el objetivo de suministrar al menos 12 % de la energía primaria mediante fuentes de energía renovable en el año 2010.

5.8. Programa de energía nacional para promover la investigación tecnológica (2000-2001)

El objetivo de este programa consistió en la integración de la tecnología con los aspectos sociales, económicos y ambientales relacionados con el área de la energía. El programa ofreció apoyos y subvenciones para realizar trabajos de investigación a nivel industrial y desarrollar programas de demostración tecnológica. Entre el año 2000 y 2001, 159 proyectos recibieron subvenciones. Los apoyos fueron principalmente préstamos no reembolsable, y en algunos casos, subsidios.³⁹

5.9. Real Decreto 841/2002 (2002-Presente)

Este Real Decreto efectuó cambios sobre el régimen especial explicitado en el Real Decreto 2818 de 1998, la regulación de las instalaciones que generan electricidad proveniente de fuentes de energías renovables, y los incentivos para participar en el mercado de la energía.

Los propietarios de plantas generadoras bajo el régimen especial con capacidad mayor a 50 MW que usen fuentes de energía renovable están obligados a ofrecer su electricidad para la venta al operador del mercado. Los generadores bajo este esquema recibirían el precio ofrecido en el mercado más 0,009015 €/kWh; adicionalmente, recibirían una prima que su valor está determinado en el mismo Real Decreto.⁴⁰

6. Finlandia

6.1. Programa de energía eólica (1993-2005)

En 1993 fue aprobado por el Ministerio de Industria y Comercio el Programa de energía eólica con el objetivo de instalar 100 MW de capacidad eléctrica con turbinas de viento antes de el año 2005.

³⁹ IEA, *Renewable Energy – Market & Policy...*, op. cit., p. 558.

⁴⁰ *Ibid.*, p. 561.

6.2. Apoyo a la inversión en energía (1990-Presente)

El apoyo a la inversión en energía fue diseñado con la intención de promover la generación y consumo de energía menos intensiva en la emisión de CO₂. El apoyo se ha focalizado en nuevas tecnologías o en medidas para el ahorro de la energía. Los apoyos alcanzaron hasta 40 % de los costos de inversión siempre y cuando los proyectos usen tecnologías innovadoras.

6.3. Plan de acción para fuentes de energía renovable (1999-Presente)

En 1999 el Ministerio de Industria y Comercio publicó el Plan de acción para las fuentes de energía renovable como parte de la Estrategia climática nacional de 2001. La meta consistió en incrementar el uso de fuentes de energía renovable en 50 % desde 1995 al año 2010.⁴¹

7. Francia

7.1. Electrificación rural con fuentes de energía renovables (1995-Presente)

Los entes encargados de la electrificación en zonas rurales reciben financiamiento del fondo FACE para apoyar hasta en un 66 % los costos de inversión de los proyectos.

7.2. Programa de energía eólica (1996-2000)

En 1996 el gobierno lanzó el programa EOLE con el objetivo de incrementar a 250 MW la capacidad eólica conectada a la red eléctrica.

El programa fue un acuerdo entre *Electricité de France*, varios Ministerios y ADEME⁴². La implementación estuvo a cargo de *Electricité de France* quien seleccionó los mejores proyectos. El criterio para la selección se realizó con base en los costos unitarios de electricidad. El tiempo

⁴¹ *Ibid.*, p. 261.

⁴² Agencia del Medio Ambiente y la Matriz de la Energía.

de contratación fue de 25 años. Los contratos de oferta obtuvieron precios cercanos a los 4,5 ¢€/kWh. Un nuevo sistema de oferta para proyectos superiores a 12 MW está bajo consideración.

En diciembre del 2000 el gobierno francés decidió instaurar el sistema de tarifas garantizadas para apoyar proyectos eólicos con una capacidad instalada inferior a 12MW. La implantación de dicho mecanismo se hizo simultáneamente con el programa EOLE 2005 que viene funcionando desde 1995.

7.3. Ley eléctrica (2000-Presente)

La Ley eléctrica del año 2000 introdujo dos sistemas de apoyo para promover la generación de electricidad proveniente de fuentes de energía renovable. El primer sistema consistió en la tarifa garantizada que funciona con base en la generación eléctrica, y el segundo sistema consistió en el establecimiento de un nuevo esquema de ofertas para promover nueva capacidad eléctrica.

8. Grecia

8.1. Ley 1475/84 - Explotación del potencial geotérmico (1984)

La Ley estableció el carácter exclusivo para el Estado en la explotación del potencial geotérmico, el cual a su vez, se reserva el derecho a signar esta labor a otra entidad del sector público.

8.2. Ley 1559/85 (1985)

Esta Ley introdujo una reforma estructural al subsector eléctrico estableciendo el esquema de coordinación de comprador único. La generación de electricidad por parte del sector privado es esencialmente para satisfacer las necesidades de autoconsumo y debe provenir de fuentes de energía renovable, los excedentes de electricidad deben ser vendidos únicamente a la compañía del Estado Corporación de Energía Pública.

También reguló los asuntos referentes a las fuentes de energía alternativa. En este respecto determinó que la capacidad de las plantas conectadas a la red eléctrica que utilizan fuentes de energía renovable no puede exceder en tres veces la capacidad eléctrica correspondiente a las necesidades energéticas del productor, si las fuentes energéticas utilizadas son el viento, el sol y la hidroelectricidad. Para la utilización de energía geotérmica, este requerimiento es de dos veces, y para cogeneración es la misma capacidad.⁴³

8.3. Ley 2689/87 - Turbinas de viento (1987)

Esta medida definió los criterios para la ubicación de las turbinas de viento en los límites de áreas habitadas, desiertas, áreas rurales y áreas industriales.

8.4. Centro para las fuentes de energía renovable (1987)

El CRES fue creado en 1987 con el objetivo de promover las fuentes de energía renovable, el uso racional de la energía y el ahorro energético. Esta entidad pública, que tiene independencia financiera y administrativa, está bajo la dirección del Ministerio de Desarrollo y la Secretaría General de Investigación y Tecnología. Además de ser un ente consultor del sector público, también desarrolla aplicaciones comerciales relativas a proyectos de energía para el sector privado, autoridades locales, asociaciones profesionales, entre otros.

8.5. Programa de la Compañía de Energía Pública para el desarrollo de las fuentes de energía renovable (1994-2003)

Este programa formó parte del plan de desarrollo de las empresas de servicios públicos de energía eléctrica en el período 1994-2003. El programa incluyó energía eólica, fotovoltaica, geotérmica e hidroelectricidad. De acuerdo al plan, se instalaron 306 MW a través de grandes centrales hidroeléctricas, 17 MW con pequeñas centrales hidroeléctricas y 37 MW con turbinas de viento.

⁴³ IEA, *Renewable Energy – Market & Policy...*, op. cit., p. 331.

8.6. Ley 2244/94 (1994-Presente)

La ley 2244/94 abrió el mercado eléctrico al sector privado y definió las reglas de participación para los productores independientes. Una de las metas de la ley consistió en proveer incentivos para motivar la inversión en proyectos relacionados con la generación de electricidad a través de fuentes de energía renovable. Mediante esta Ley, los auto-productores y los productores independientes quedaron autorizados para instalar plantas de hasta 50 MW.

8.7. Ley 2773/1999 y Ley 2941/2001

Los aspectos más relevantes de esta ley son siguientes:

1. La ley dio prioridad en el despacho a la electricidad proveniente de fuentes de energía renovable, siempre y cuando, la capacidad eléctrica instalada no excediera los 50 MW. En el caso de la energía hidroeléctrica la capacidad límite fue de 10 MW. El derecho de prioridad también cubría los excedentes de electricidad provenientes de las plantas de autogeneración, siempre que se conservaran los límites de capacidad eléctrica descritos. La ley obligó al operador del sistema de transmisión y a la Compañía Pública de Energía a proporcionar la conexión a la red para los nuevos generadores.

2. Se estableció el sistema de tarifas garantizadas para promover la generación de electricidad proveniente de fuentes de energía renovable en sistemas interconectados a la red eléctrica y en sistemas distribuidos. Para los sistemas interconectados a la red eléctrica, la Compañía Pública Energía debe pagar al generador un precio compuesto por el costo de la energía, más un cargo por capacidad, por un período de 10 años, con posibilidad de renovación. El costo de la energía es cerca de 90 % respecto a la tarifa del usuario final, y el cargo por capacidad es el 50 % de una parte de la capacidad de la misma tarifa. Para los sistemas instalados en las islas, la Compañía Pública de Energía debe pagar únicamente los costos de energía y no de capacidad. La tarifa es de 70 % de la tarifa del usuario final, excepto para las plantas de cogeneración que usan fuentes de energía renovable quienes reciben 90 % de compensación. En el año 2001, la tarifa garantizada promedio fue de 0,0616 €/kWh para sistemas interconectados a la red y de 0,0731 €/kWh para los sistemas ubicados en las islas.

3. Se introdujo un impuesto del 2 %, denominado de reciprocidad especial, sobre la generación de electricidad proveniente de fuentes de energía renovable, con el objetivo de desarrollar proyectos en el área en la cual la unidad de generación opera.

8.8. Nueva ley para la explotación del potencial geotérmico Ley 3175/2003 (2003-Presente)

El objetivo de esta ley es ratificar el derecho exclusivo por parte del estado en la explotación de la energía geotérmica, sin embargo, el Estado puede asignar este rol a inversionistas privados.

9. Irlanda

La institución pública encargada de promover el uso de las fuentes de energía renovable es el Departamento de Iniciativas Públicas y Energía Sustentable. Este Departamento es responsable de las políticas nacionales y las Directivas de la Unión Europea relativas al sector energético. El Departamento para el Medio Ambiente y los gobiernos locales contribuyen con las actividades de planificación y protección ambiental.

9.1. Programa de requerimiento de energía alternativa (1995-2003) (2003-2005)

Este programa se fundó en un sistema de oferta de electricidad renovable desagregada por tecnología. La oferta ganadora obtenía un acuerdo de compra con el Consejo de Suministro de Energía por un período de 15 años. El precio que pagaba el Consejo de Suministro de Energía por la electricidad renovable aumentaba anualmente con el índice de precios del consumidor. Durante este período se realizaron seis rondas de oferta.

9.2. Ley de regulación eléctrica (1999-Presente)

La Ley de regulación eléctrica fue el primer paso en el proceso de incorporación de la Directiva 96/92/CE. Respecto a las fuentes de energía renovable se destacan tres aspectos: la desregulación del mercado eléctrico para las fuentes de energía renovable, el despacho prioritario para la electricidad renovable, y la creación de la comisión reguladora de energía.⁴⁴

9.3. Documento verde sobre energía sustentable (1999)

El Documento verde sobre energía sustentable, emitido por el Departamento de Iniciativas Públicas, en 1999, tenía como objetivo la introducción de un sistema tributario para incentivar a la industria en la reducción de emisiones de CO₂. El documento propuso un incremento de las fuentes de energía renovable en el consumo de energía primaria de 2 % en el año 2000 a 3,75 % en el 2005, y en el sector eléctrico de 6,3 % en el año 2000 a 12,39 % en el 2005.⁴⁵ Para lograr lo anterior, se asignaron € 46,8 millones para instalar plantas de cogeneración y plantas de generación eléctrica con fuentes de energía renovable, buscando un incremento de la capacidad eléctrica de 180 MW a 500 MW en el 2005.

Otro elemento importante del Documento verde consistió en la creación del Grupo Estratégico de Energía Renovable, en éste tomaron parte el Consejo de Suministro de Energía, el Centro de Energía Irlandés y los diversos Departamentos de gobierno.

9.4. Investigación, desarrollo y demostración de fuentes de energía renovable (2002-Presente)

En el Plan nacional de desarrollo se introdujo un rubro de € 16,25 millones para desarrollar el programa de investigación, desarrollo y demostración de fuentes de energía renovable. El objetivo principal del programa consistió en impulsar las tecnologías más competitivas, mediante

⁴⁴ *Ibid.*, pp. 375-376.

⁴⁵ *Ibid.*, p. 377.

la ejecución de proyectos piloto, innovación y transferencia tecnológica, así como, estudios de investigación para identificar estrategias y políticas.⁴⁶

10. Italia

En el ámbito nacional, el Ministerio de Industria y Medioambiente es la autoridad responsable de las fuentes de energía renovable. En el ámbito local y regional, existen cuerpos administrativos que a través del Decreto 498/12, relativo a la descentralización pública, tienen poder en la planificación energética y en la concesión de autorizaciones para construir plantas que utilicen fuentes de energía renovable.

10.1. Ley 308/82 (1982-1989)

Esta ley reguló los incentivos financieros y estableció las reglas institucionales para el sector energético italiano.

En cuanto a los incentivos financieros, fueron asignados ITL 179 billones para financiar 295 proyectos de generación eléctrica con fuentes de energía renovable, que no superaran los 3 MW de capacidad eléctrica. Estos proyectos estuvieron a cargo del Ministerio de Industria y de los gobiernos regionales donde estos fueron desarrollados.⁴⁷

10.2. Ley 9/91 (1991-Presente) y Ley 10/91 (1991-1995)

Estas dos leyes impulsaron la generación de electricidad distribuida y prepararon las condiciones necesarias para la liberalización del mercado eléctrico. Además, permitieron a las compañías industriales y a las empresas de servicios públicos municipales generar electricidad para autoconsumo y vender los excedentes al operador de la red eléctrica nacional.

⁴⁶ *Ibid.*, p. 379.

⁴⁷ Farinelli, U., “Renewable energy policies in Italy”, *Energy for Sustainable Development*, vol. VIII, Nº 1, March, 2004, p. 62.

Las dos leyes con el CIP 6/92 tratan el tema del ahorro de la energía, uso racional de la energía y fuentes de energía renovable. La Ley 10/91 dio continuación al proceso de promoción de las fuentes de energías renovables de la Ley 308/82, a través de subvenciones de 30 % a 40 % de los costos de inversión en proyectos sobre energías renovables, y de 80 % para proyectos que utilicen sistemas solares fotovoltaicos.⁴⁸

10.3. Comité interministerial de precios (1992-1995) –Tarifa garantizada-

En 1992, la provisión del comité interministerial de precios (CIP 6/92) reguló la generación eléctrica bajo la modalidad de producción independiente, estableció los criterios para determinar los precios para la electricidad bajo esta modalidad, y obligó a la compañía ENEL a comprar dicha electricidad.

Los precios definidos para a la electricidad generada bajo la modalidad de producción independiente se basaron en los costos evitados de capital, de operación y mantenimiento, y de combustible.

Adicional al precio, fue incluida una tarifa garantizada con base en la producción de electricidad para incentivar las tecnologías renovables más costosas. Esta tarifa variaba según el tipo de planta y a la ubicación de la misma, y fue otorgada durante los primeros 8 años de operación. El incremento que mostró la energía eólica fue atribuido a esta medida.⁴⁹

10.4. Decreto 11/1999 (1999-Presente)

Este decreto definió el procedimiento que deben seguir los generadores de electricidad renovable para obtener certificados verdes, a fin de comercializarlos en el mercado para dicho fin. Las fuentes de energía renovable consideradas en el sistema de certificados verdes son: el sol, viento,

⁴⁸ IEA, *Renewable Energy – Market & Policy...*, op. cit., p. 400.

⁴⁹ Farinelli, U., op. cit., p. 62.

agua, geotermia, mareas, movimiento de las olas y transformación de productos vegetales, desechos orgánicos e inorgánicos en energía eléctrica.

Las plantas generadoras evaluadas y comisionadas después del 1 de abril de 1999 son las únicas que tienen derecho a la emisión de certificados verdes.

10.5. Certificados verdes (1999-Presente)

La Ley de liberalización del mercado eléctrico de 1999 y el Decreto MICA 11/11/99 obligó a los productores e importadores de energía eléctrica a introducir 2 % de electricidad generada a través de fuentes de energía renovable para el año 2002. La Ley explicita que este porcentaje puede ser alcanzado a través de la compra de certificados verdes, la construcción de nueva capacidad eléctrica, o la importación de electricidad renovable.⁵⁰

10.6. 10 000 Techos fotovoltaicos (2000-2002)

El Decreto 99/2000 liberalizó la generación de electricidad proveniente de pequeñas instalaciones fotovoltaicas con capacidad inferior a 20 kW, e impulsó la ejecución del Programa 10 000 techos fotovoltaicos, promovido por el Ministerio del Medioambiente y ENEA⁵¹. El Decreto 22/2000 destinó € 32.5 millones para la ejecución de este programa, a fin de instalar entre 8 MW y 9 MW de capacidad para el año 2002.⁵²

⁵⁰ IEA, *Renewable Energy – Market & Policy...*, op. cit., p. 403.

⁵¹ ENEA –*Ente per le Nuove Tecnologie, l'Energia e l'Ambiente*- es la agencia nacional italiana para la nueva tecnología, la energía y el medioambiente.

⁵² IEA, *Renewable Energy - Market & Policy...*, op. cit., p. 406.

10.7. Decreto 387 (2004-Presente)

El Decreto 387 de 2004 introdujo la Directiva 2001/77/CE a través de 20 artículos que definieron el marco general en el que deben promoverse las fuentes de energía renovable a fin de alcanzar la meta dispuesta en la Directiva y acatar las medidas administrativas y regulatorias allí dispuestas.

11. Luxemburgo

11.1. Ley de eficiencia energética (1993-Presente)

La Ley de eficiencia energética estableció las bases legales para el ahorro de la energía y la promoción de las fuentes de energía renovable. Los objetivos consistieron en: 1. garantizar el suministro energético de manera suficiente, segura y económica; 2. promover el ahorro de energía y el uso racional de la energía; 3. favorecer el uso de las fuentes de energía renovable; y 3. mitigar el impacto negativo sobre el medioambiente que resulta de la producción y consumo de energía.

11.2. Regulación del Gran Ducado (1994-Presente) (2001/Jul-Presente) (2001/Dic-Presente)

Esta medida regulatoria introdujo la tarifa garantizada como sistema de apoyo para promover la generación de electricidad proveniente de fuentes de energía renovable. El valor de la tarifa es función del tamaño de la planta y la tecnología utilizada. Además de este incentivo, los generadores reciben un bono extra por alimentar la red eléctrica en horas de carga pico. Las tecnologías promovidas en la primera medida regulatoria, fueron la cogeneración, la turbinas de viento para emplazamientos en tierra y los sistemas fotovoltaicos; la segunda medida regulatoria introdujo la energía solar pasiva; y la tercera, introdujo la biomasa y la hidroelectricidad.⁵³

⁵³ Ibid., pp. 464-467.

11.3. Plan Nacional para el Desarrollo Sustentable (Hasta 1998)

El Plan Nacional para el Desarrollo Sustentable planteó una estrategia para el desarrollo sustentable en las diferentes áreas económicas. El principal aspecto fue el tema de la eficiencia energética.

12. Países Bajos

El Ministerio de Asuntos Económicos es la institución responsable de estimular el uso de las fuentes de energía renovable. Para esto, el Ministerio creó dos entes institucionales, NOVEL y SENTER; el primero otorga subsidios para proyectos relacionados con eficiencia energética y fuentes de energía renovable haciendo uso del presupuesto de los programas de investigación, desarrollo y demostración; y el segundo administra incentivos fiscales.

12.1. Plan de acción ambiental (1991-2000)

Durante la década de 1990 fue desarrollado el Plan de acción ambiental que impulsó la inversión en tecnologías amigables con el medio ambiente, a través de subsidios de inversión, incentivos fiscales y un sistema de cuota basado en certificados comerciables.

12.2. Impuesto a la energía (2000-Presente)

Desde del año 2000, el impuesto a la energía ha sido el sistema de apoyo más importante para promover la generación de electricidad renovable en los Países Bajos. Este sistema estimula financieramente tanto el consumo como la generación de electricidad renovable. En su inicio, el sistema funcionó con base en un sistema de certificados verdes, sin embargo, éste fue suspendido

en el 2002.⁵⁴ Por tal motivo, a partir del año 2003, el impuesto a la energía instauró el sistema de tarifas garantizadas.

12.3. Programa de investigación, desarrollo y demostración (2001-Presente)

El programa de investigación, desarrollo y demostración es un programa de oferta para proyectos que promueven las energías renovables. Éste es una continuación del programa NOVEL para tecnologías renovables específicas.⁵⁵

12.4. Energías renovables para edificaciones del gobierno (2001-2005)

El gobierno holandés estipuló que para el año 2005 el 50% del consumo de electricidad en todas las edificaciones gubernamentales debió haber provenido de fuentes de energía renovable. Un elemento importante para cumplir esta meta fue la compra de electricidad verde.

12.5. Calidad ambiental en la producción de electricidad⁵⁶ (2003-Presente)

Este sistema de apoyo es un subsidio otorgado durante diez años a los propietarios de plantas de cogeneración y/o plantas que utilicen fuentes de energía renovable que entreguen su electricidad a la red eléctrica. El financiamiento de este subsidio proviene de una carga tributaria de € 30 sobre cada una de las conexiones en la red eléctrica nacional. Este impuesto es compensado por medio de reducciones del impuesto a la energía sobre consumo de energía fósil. Éste último será retirado por etapas.⁵⁷

⁵⁴ Lauber, V., “REFIT and RPS: options for a harmonized Community framework”, *Energy Policy*, vol. 32, issue 12, August, 2004, pp. 1405-1414.

⁵⁵ IEA, *Renewable Energy – Market & Policy...*, op. cit., p. 485.

⁵⁶ Este sistema de apoyo es conocido por la sigla MEP que hace referencia al nombre en neerlandés –*Milieukwaliteit van de Elektriciteitsproductie*–.

⁵⁷ Junginger, M., Agterbosch, S., “Renewable electricity in the Netherlands”, *Energy Policy*, vol. 32, issue 9, 2004, pp. 1053-1073.

13. Portugal

13.1. Ley para producción de electricidad independiente - Decreto-Ley n° 189/88 (1988-Presente), Decreto-Ley n° 445/88 (1998-Presente)

La Ley para la producción de energía independiente permitió a las entidades públicas y privadas generar electricidad proveniente de fuentes de energía renovable y vender ésta al operador de la red eléctrica nacional a una tarifa garantizada. Este mismo año fue aprobado el Decreto-Ley n° 445/88 que reguló el uso del agua para generación eléctrica.

13.2. Decreto-Ley n° 87/90 y Decreto-Ley n° 90/90 (1990-Presente)

Estas leyes establecieron los procedimientos regulatorios, las concesiones y la administración de relativa a la exploración, evaluación y explotación del recurso geotérmico.

13.3. Programa energía - Decreto-Ley n° 195/94 (1994-2002)

El Programa energía se basó en un sistema de subsidios creado por el Decreto-Ley n° 195/94, con el objetivo de incrementar la diversificación energética, la eficiencia energética y el uso de fuentes de energía renovable. Las medidas más importantes del programa fueron: 1. introducción del gas natural; 2. aprovechamiento de las fuentes de energía renovable para generar electricidad; 3. mejoramiento de la eficiencia energética, incluyendo usos no eléctricos de las energías renovables, y 4. promoción de acciones voluntarias por parte del gobierno.

El Programa energía se vio fortalecido por diferentes medidas durante el período de ejecución. Entre 1994 y 1999, el Despacho normativo n° 11-B/95 estableció las reglas para apoyar financieramente los proyectos relacionados con el uso racional de la energía hasta en un 50 % de los costos elegibles, a través de un sistema de concesiones no recuperables. En el mismo período, el Despacho normativo n° 681/94 reguló un sistema de apoyo financiero de hasta 40 % de los costos elegibles con cero intereses. El Despacho normativo n° 11-E/95 incrementar la demostración y diseminación de las tecnologías renovables hasta 60 %.

13.4. Plan de acción para las municipalidades (1996-1999)

Este plan promovió el uso de las fuentes de energía renovable y la administración de la energía a nivel municipal. Las actividades consistieron en capacitación, asistencia técnica, asesoría financiera para las autoridades locales y la creación de equipos o agencias de energía local.⁵⁸

13.5. Decreto-Ley n° 254/99 (1999-Presente)

Esta Ley estableció los procedimientos relativos a las licencias que permiten el desarrollo de proyectos de energía en el océano, y reguló las concesiones y la administración de la construcción, el uso de equipos e infraestructura localizada en áreas marinas de dominio público.⁵⁹

13.6. Decreto-Ley n° 69/2000, Despacho n° 11091/2001, Despacho n° 12006/2001, Despacho-Conjunto n° 583/2001 (2000-Presente)

Este conjunto de medidas regulatorias fue aprobado con el objetivo de promover la inversión en proyectos que utilizan fuentes de energía renovable, específicamente, proyectos eólicos e hidráulicos.

13.7. Programa MAPE/POE⁶⁰ - Portaria n° 383/2002 (2000-2006)

Esta medida legislativa creó los Programas MAPE y POE, a través de los cuales el Ministerio de Economía apoya los proyectos sobre energía bajo el Marco de apoyo comunitario del 2006. Estos programas conceden subsidios a las organizaciones públicas y privadas a fin de invertir en proyectos sobre generación eléctrica utilizando fuentes de energía renovable, medidas de manejo

⁵⁸ IEA, *Renewable Energy – Market & Policy...*, op. cit., p. 535.

⁵⁹ *Ibid.*, p. 536.

⁶⁰ MAPE es la sigla con la que se conoce al Programa medida para apoyar el potencial de energía; y POE hace referencia al Programa para el uso racional de la energía.

energético y cogeneración, biocombustibles, y gas natural. Aunque los subsidios corresponden al 40% de la inversión de los proyectos aproximadamente, estos variaron de acuerdo al tipo de fuente de energía y a la factibilidad económica del proyecto.⁶¹

13.8. Programa E4 – Eficiencia energética y energías endógenas (2001-Presente)

En 2001 el Programa E4 fue desarrollado con el objetivo de promover la eficiencia energética y energías endógenas. Este programa tuvo como objetivo la simplificación de los procedimientos administrativos relacionados con la obtención de licencias, y el establecimiento de tarifas para la adquisición de electricidad proveniente de fuentes de energía renovable a través de la red eléctrica nacional. Para lograr esto, el programa sugirió la derogación de más de 20 decretos que promovían las fuentes de energía renovable.

13.9. Decreto-Ley n° 339-C/2001 (2001-Presente)

Este Decreto-Ley fue adoptado por el Consejo de Ministro en el marco del Programa E4. Si bien los principios generales de la Decreto-Ley para la producción de electricidad independiente siguieron en vigor, esta Ley incidió únicamente en el cambio de la fórmula para calcular las tarifas garantizadas, las cuales serían diferenciadas como una función de la tecnología y el régimen de operación.⁶²

13.10. Decreto Ley n° 312/2001 (2001-Presente)

Este Decreto-Ley norma la producción de electricidad independiente que utiliza fuentes de energía renovable y la cogeneración. Además establece los procedimientos regulatorios relativos a las concesiones y la administración de los puntos de interconexión con el sistema eléctrico de

⁶¹ IEA, *Renewable Energy – Market & Policy ...*, op. cit., p. 537.

⁶² *Ibid.*, p. 538.

servicio público para el suministro de la electricidad recibida de nuevas plantas, en el marco del sistema eléctrico independiente.⁶³

13.11. Decreto-Ley n° 68/2002 (2002-Presente)

Este Decreto-Ley es relativo a los pequeños productores de electricidad y es destinado a acelerar los procedimientos administrativos y técnicos asociados con la interconexión de los pequeños generadores a la red de bajo voltaje.⁶⁴

14. Suecia

En 1991, el gobierno sueco inició el desmantelamiento por etapas de las plantas de energía nuclear. Con el cierre de esas plantas Suecia necesitará importar más electricidad en el futuro, o necesitará invertir en nueva capacidad eléctrica la cual podría ser suplida con energías renovables.

14.1. Programa de política energética (1997-Presente)

El objetivo de este programa consistió en promover las tecnologías que usan fuentes de energía renovable, a fin de compensar el proceso de desmantelamiento de las plantas de energía nuclear. Las principales actividades se basaron en la reducción del consumo de electricidad para la calefacción, en implementar medidas de eficiencia energética en los sistemas eléctricos existentes e incrementar el suministro de electricidad proveniente de fuentes de energía renovable.⁶⁵

⁶³ *Ibid.*

⁶⁴ *Ibid.*

⁶⁵ *Ibid.*, p. 578.

14.2. Programa de apoyo a la inversión de energías renovables (1997-2002)

El gobierno sueco instauró este programa con el objetivo de incrementar el uso de las fuentes de energía renovable, especialmente, el uso de la energía eólica y la biomasa. El presupuesto anual del programa fue de € 21 millones.

14.3. Programa para adquisición de tecnología (1998-2002)

Este programa fue enfocado en la adquisición de tecnología que utiliza fuentes de energía renovable, y se instauró como complemento del programa de apoyo a la inversión de las energías renovables. Los fondos totales del programa fueron de € 11 millones. Este programa fue reemplazado por la Ley de la energía que entró en vigor en el 2003.⁶⁶

14.4. Apoyo a la producción de electricidad a pequeña escala (2000-2002)

En el año 2000 se instauró el sistema de las tarifas garantizadas para apoyar la producción de electricidad de plantas con una capacidad inferior a 1,5 MW. El objetivo del programa consistió en la incorporación de estas plantas en el mercado.⁶⁷

14.5. Política de energía (2002)

En el 2002 el gobierno sueco presentó el proyecto de ley de política energética «*Cooperación para un suministro energético seguro, eficiente y ambientalmente amigable*» que fue aprobado por el parlamento. Este proyecto tenía medidas para impulsar un consumo de energía más eficiente a través de la racionalización de las medidas políticas existentes y la diseminación de conocimiento a nivel nacional y regional. La decisión también anunció un nuevo método para

⁶⁶ Ibid., p. 579.

⁶⁷ Ibid., p. 580.

promover la generación de electricidad proveniente de fuentes de energía renovable a través de un sistema de certificados verdes comerciables.⁶⁸

15. Reino Unido

15.1. Obligación de combustibles no fósiles⁶⁹ (1990-1998)

Esta medida surgió de la Ley eléctrica de 1989. Bajo este esquema, las compañías de suministro eléctrico en Inglaterra, Gales, Escocia e Irlanda del Norte debían asegurar ciertas cantidades específicas de nueva capacidad eléctrica proveniente de fuentes energéticas no fósiles.

El gobierno propuso para el cubrimiento de dicha capacidad las bandas tecnológicas. Cinco rondas de oferta fueron llevadas a cabo durante el programa. La agencia para comprar energía no fósil, agencia a través de la cual los suministradores de electricidad contrataban colectivamente con los generadores de electricidad renovable, publicaba las ofertas para el esquema prospectivo para tecnologías específicas. Los generadores de electricidad renovable competían en un sistema de oferta donde el gobierno seleccionaba el esquema más barato que asegurara el requerimiento de capacidad en cada banda tecnológica. La capacidad proveniente de plantas renovables fue asegurada a través de contratos en los que se incluía un precio fijo. El precio garantizado en el contrato estaba compuesto por un precio fijo y una prima específica para cada tecnología. Los costos adicionales incurridos por los suministradores de electricidad bajo esos contratos fueron financiados a través del impuesto de combustible no fósil. Este fue financiado por todos los consumidores de electricidad como un impuesto sobre el consumo de electricidad. Este impuesto también fue usado para apoyar la energía nuclear. El objetivo de esta medida consistió en asegurar un mercado para la energía nuclear.⁷⁰

⁶⁸ *Ibid.*, p. 582.

⁶⁹ Esta medida es conocida como NFFO por su nombre en inglés *-Non Fossil Fuel Obligation-*.

⁷⁰ Mitchell, C., Connor, P., “Renewable energy policy in the UK 1990-2003”, *Energy Policy*, vol. 32, issue 17, 2004, pp. 1935-1947.

15.2. Obligación de renovables (2002-2027)

Esta medida legislativa fue implementada el 1° de abril del año 2002 y se mantendrá en vigor hasta el año 2007. Ésta es la primera política del gobierno del Reino Unido que tiene como objetivo suministrar 10% de electricidad proveniente de fuentes de energía renovable para el año 2010. Para lograr esta meta, la medida obliga a las compañías eléctricas en Inglaterra y Gales a suministrar un porcentaje de electricidad renovable. Los propietarios de las plantas generadoras de electricidad renovable estarían habilitados para recibir certificados⁷¹ por la electricidad generada. Cuando el propietario de la planta no alcanza el porcentaje establecido, éste está obligado a comprar el porcentaje faltante a un precio de 0,048 €/kWh. El dinero recaudado por este rubro es distribuido entre las compañías o propietarios de plantas de generación de electricidad renovable que sí lograron la meta obligatoria. Esta distribución se basa en la cantidad de certificados presentados.⁷²

15.3. Programa de demostración y evaluación de tecnologías para las olas y las mareas (2002-Presente)

Este programa dispone de £ 5 millones para desarrollar proyectos que utilicen tecnologías marinas que aprovechen la energía de las olas y del océano que puedan ser conectadas a la red eléctrica. El objetivo del programa es crear un nicho del mercado para estas tecnologías. Los fondos son administrados por el Ministerio de Comercio e Industria a través del Programa de energías renovables.⁷³

⁷¹ Estos certificados son conocidos la sigla ROC por su nombre en inglés *-Renewable Obligations Certificates-*.

⁷² Mitchell, C., (2004), et. al., op. cit.

⁷³ IEA, *Renewable Energy – Market & Policy ...*, op. cit., p. 636.

15.4. Programa de investigación y desarrollo sobre energías nuevas y renovables (2002-Presente)

Este programa busca impulsar la investigación y el desarrollo de tecnologías nuevas y renovables con el objetivo de disminuir los costos de dichas tecnologías. El presupuesto por año es aproximadamente de £ 18 millones concedido a través de un proceso de convocatoria y evaluación. Se promueven tecnologías renovables para la generación de electricidad y producción de biocombustibles.⁷⁴

15.5. Sistemas fotovoltaicos integrados en la construcción de edificios públicos (2002-Presente)

Esta iniciativa tiene el objetivo de incrementar la conciencia y la confianza en las aplicaciones fotovoltaicas en el área de la construcción. Los proyectos son seleccionados a través de un proceso de oferta pública, y los criterios de calificación exigen que las propuestas sean para edificaciones públicas integradas a la red eléctrica, por tal motivo los proyectos tienen una capacidad eléctrica mínima de 20 kWp. La subvención máxima es de £ 300 000 más £ 20 000 por el diseño y £ 40 000 para el monitoreo.⁷⁵

15.6. Programa de demostración de sistemas fotovoltaicos (2002-Presente)

En el 2002 fue asignado un presupuesto de £ 20 millones para subvencionar el Programa de demostración de sistemas fotovoltaicos con el objetivo crear una plataforma para el crecimiento sostenido y a largo plazo de la energía solar fotovoltaica. En el año 2004 el presupuesto fue incrementado a £ 25 millones. Las subvenciones son en promedio de 50 % sobre los costos de capital en la etapa inicial de los proyectos.⁷⁶

⁷⁴ *Ibid.*

⁷⁵ *Ibid.*, p. 637.

⁷⁶ *Ibid.*, pp. 638-639.

15.7. Garantía de origen para las energías renovables (2003-Presente)

La Directiva 2001/77/CE de la Unión Europea relativa a la producción de electricidad a través de fuentes de energía renovable insta a los Estados miembros en la implementación de un sistema que certifique el origen de la electricidad renovable. Por esta razón, esta medida, implementada en el año 2003, acata la Directiva 2001/77/CE.⁷⁷

16. Conclusiones

El despliegue de planes, programas, proyectos y medidas legislativas implementadas en los Estados miembros muestra la importancia de las fuentes de energía renovable en la política energética nacional. Pese a lo anterior, todos los Estados miembros no han obtenido buenos resultados. Esto se puede atribuir a los enfoques de la política y la corta duración de las medidas de promoción o la discontinuidad de las mismas.

Los Estados miembros con un enfoque más conservador en términos económicos han conseguido una mayor penetración de la electricidad proveniente de fuentes de energía renovable. La participación de la energía solar fotovoltaica en la matriz eléctrica en Alemania, Austria y España es un buen ejemplo. En estos tres países se emprendieron programas específicos para incentivar esta fuente energética, y en el caso español, se aprobó un decreto que reglamentó la conexión de sistemas fotovoltaicos a la red de bajo voltaje. La ejecución de programas que promueven tecnologías emergentes, como la solar fotovoltaica, no sólo requiere compromisos, sino también presupuesto (gasto público) por parte del Estado.

La discontinuidad de los programas o medidas legislativas desalienta a los actores involucrados en el desarrollo e implementación de tecnologías que utilizan fuentes de energía renovable. El ejemplo concreto es Dinamarca. Allí, las primeras actividades de promoción se fundamentaron en el sistema de tarifas garantizadas que generó un ambiente seguro para los inversionistas, pero, en 1999, la Ley de suministro eléctrico quitó peso a dicho sistema con el fin de introducir el sistema de certificados verdes comerciables, y en el año 2001, el nuevo gobierno casi eliminó el sistema por considerarlo una barrera para la liberalización; por lo tanto, creó un período

⁷⁷ *Ibid.*, p. 639.

transitorio donde coexistieron los dos sistemas, mientras las tarifas se iban eliminando, el sistema de certificados se iba implementando. A la fecha, los resultados son desalentadores, mientras el incremento para la energía eólica entre 1996-1997 fue de 57 %, en el período comprendido entre el 2003-2004 fue de 18 %. Aunque Dinamarca es líder en la fabricación de turbinas de viento, la utilización de dicha tecnología en el territorio nacional ha tenido un viraje regresivo impulsado por la nueva política.

Capítulo cuatro

Sistemas de apoyo o mecanismos de incentivo

Introducción

Los sistemas de apoyo o mecanismos de incentivo son los instrumentos que los Estados usan para incentivar la generación de electricidad mediante fuentes de energía renovable. Las políticas energéticas y las necesidades de las naciones son las que definen la aplicación y el funcionamiento de los sistemas de apoyo.

Los sistemas de apoyo han sido diferenciados de acuerdo a la actividad donde se instrumentaliza la política¹⁷⁸ (generación – consumo u oferta - demanda), a la característica tecnológica¹⁷⁹ (energía - capacidad), y al enfoque¹⁸⁰ (político - comercial). Sin embargo, el funcionamiento de un sistema de apoyo difiere según el Estado donde haya sido instaurado. En este capítulo se presentan los enfoques de las diversas clasificaciones que han sido utilizados para analizar la armonización o diversificación de sistemas de apoyo a nivel Europeo. Adicionalmente, se detalla cada uno de los sistemas de apoyo utilizados por los Estados miembros de la Unión Europea 15.

La clasificación de los sistemas de apoyo es una propuesta analítica sobre una situación específica en un contexto determinado, que puede ser influenciada por el enfoque de quien la realiza, por esta razón, es conveniente revisar las diferentes clasificaciones y entender lo que proponen.

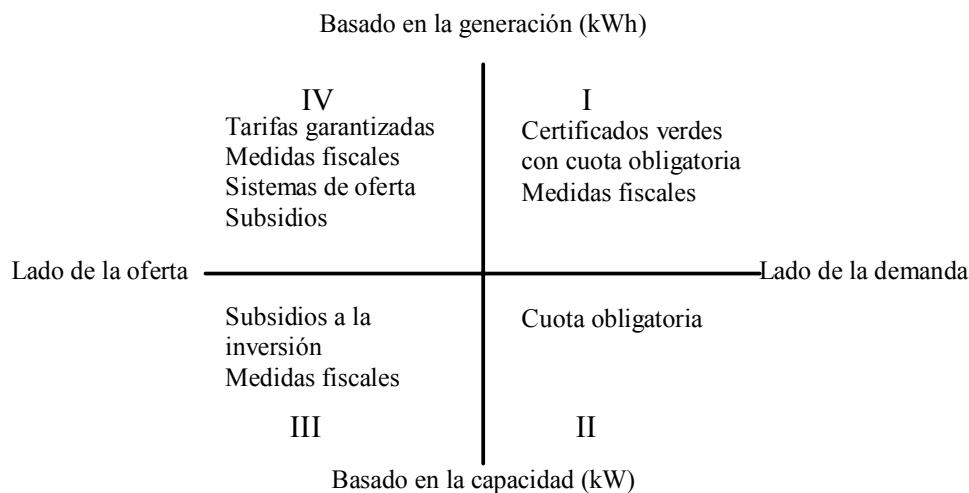
¹⁷⁸ Huber, C., et. Al., *Action plan for deriving dynamic RES-E policies. Report of the project Green-X – a research project within the fifth framework programme of the European Commission supported by DG Research*, Vienna University of Technology, Energy Economics Group (EEG), Austria, 2004.

¹⁷⁹ De Vries, H.J., et. al., op. cit.

¹⁸⁰ Midttun, A., Koefoed, A.L., “Greening of electricity in Europe: challenges and developments”, *Energy Policy*, vol. 31, issue 7, June, 2003, pp. 677-687.

La figura 4.1 representa una de las clasificaciones para los sistemas de apoyo. Ésta se fundamenta en el cruce de dos niveles en los que se instrumentaliza la política que son la actividad (generación u oferta – consumo o demanda) y la tecnología (energía – capacidad). El esquema identifica cuatro áreas. En la primera se ubican los sistemas de apoyo que incentivan el lado de la demanda y el incremento de la generación de energía eléctrica (GWh). En la segunda se encuentran aquellos que incentivan el lado de la demanda y la capacidad eléctrica (MW). En el área tres se encuentran los sistemas de apoyo que incentivan la oferta y la capacidad eléctrica (MW). Y en el área cuatro los que incentiva la oferta y la generación de electricidad (GWh).

Figura 4.1 Clasificación de los sistemas de apoyo



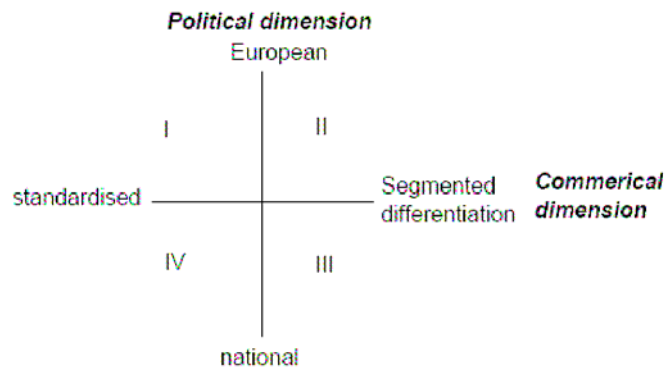
Fuente: De Vries, H.J., et. al., op. cit.

Otra de las clasificaciones para los sistemas de apoyo puede apreciarse en la figura 2.2. En ésta se cruzan las dimensiones política (europea – nacional) y comercial (mercado estandarizado – mercado segmentado) con el objetivo de establecer cuatro alternativas.

La alternativa I combina un enfoque político a nivel europeo con un enfoque comercial estandarizado. Esta alternativa implicaría el establecimiento de un marco institucional para

estrategias de volúmenes de electricidad verde¹⁸¹ estandarizadas, dando cabida a la armonización de sistemas de apoyo.

Figura 4.2 Clasificación de los sistemas de apoyo según las dimensiones política y comercial



Fuente: Midttun, A., Koefoed, A.L., “Greening of electricity in Europe: challenges and developments”, *Energy Policy*, vol. 31, issue 7, June, 2003, pp. 677-687.

La alternativa II combina un enfoque político europeo con un enfoque comercial segmentado, que se caracteriza porque habría competencia entre suministradores con tecnologías similares, pero no entre soluciones tecnológicas diferentes. En esta alternativa sería posible un sistema diversificado de sistemas de apoyo. Las alternativas III y IV proponen un enfoque de política nacional combinado con un enfoque comercial segmentado y uno estandarizado, respectivamente.

¹⁸¹ En la Unión Europea, la electricidad verde es una noción comercial que hace referencia a un vínculo entre el proceso de generación eléctrica con alguna variable ambiental. Por ejemplo, una compañía de generación eléctrica que utilice combustibles fósiles y destine una porción de sus ventas a un fondo ambiental, adquiere el carácter verde para su producto; así, la electricidad de esa compañía, que no es renovable, es denominada electricidad verde y comercializada como tal. Para Jochen Markard y Bernhard Truffer la electricidad es un producto más del mercado, que puede ser ornamentado con el adjetivo verde, estos investigadores denominan esta acción como «efecto promocional en el diseño de un producto». Markard, J., Truffer, B., “The promotional impacts of green power products on renewable energy sources: direct and indirect eco-effects”, *Energy Policy*, vol. 34, issue 3, February, 2006, pp. 306-321.

Tabla 4.1 Clasificación de los sistemas de apoyo

		Conduciendo los precios	Conduciendo la capacidad
Regulatorio	Enfocado en la inversión	<ul style="list-style-type: none"> • Descuentos • Incentivos tributarios 	<ul style="list-style-type: none"> • Sistemas de oferta
	Basado en la generación	<ul style="list-style-type: none"> • Tarifas garantizadas • Incentivos tributarios en la producción 	<ul style="list-style-type: none"> • Sistema de cuotas basado en certificados verdes. • Sistema de oferta
Voluntario	Enfocado en la inversión	<ul style="list-style-type: none"> • Programas para los posibles inversionistas • Programas de contribución 	
	Basado en la generación	<ul style="list-style-type: none"> • Tarifas verdes 	

Fuente: Huber, C., et. al., *Action plan for deriving dynamic RES-E policies. Report of the project Green-X – a research project within the fifth framework programme of the European Commission supported by DG Research*, Vienna University of Technology, Energy Economics Group (EEG), Austria, 2004.

En la tabla 4.1 se presenta otra clasificación, donde se cruza la naturaleza del sistema de apoyo (regulatorio – voluntario) y dos aspectos que hacen parte de distintos niveles donde se instrumentaliza la política. La variable «precios» hace parte de la actividad en el lado de la demanda y la «capacidad» pertenece a la categoría de tecnología.

1. Sistemas de apoyo subsidiarios

Los sistemas de apoyo subsidiarios son subvenciones otorgadas por el Estado con el objetivo de superar las barreras en la inversión, ya que los proyectos que utilizan fuentes de energía renovable para generar electricidad requieren de un gran capital financiero en su etapa inicial.

A la fecha, catorce Estados miembros de la Unión Europea 15 han otorgado subsidios para inversión y/o han concedido préstamos bancarios con bajos intereses para financiar proyectos de generación eléctrica que usan fuentes de energía renovable. Los sistemas implementados serán presentados a continuación.

1.1. Alemania

Durante el período 1989-2006 se otorgaron subsidios de inversión, a través de los programas «250 MW eólicos» y «100 000 techos fotovoltaicos», y mediante los fondos generales para fuentes de energía renovable del Ministerio de Economía y Tecnología.¹⁸²

El programa «250 MW eólicos» inició en 1989 con el nombre «Programa 100 MW eólicos», debido a que la meta fue cumplida con anterioridad a la culminación del programa, en 1995 ésta fue extendida a 250 MW. Los subsidios proveídos por este programa fueron otorgados para la instalación y la operación de turbinas de viento. Los subsidios para la instalación tuvieron como límite máximo la suma de € 46 000, y llegaron a ser hasta del 25 % de la inversión. Los subsidios para la operación de las turbinas eólicas fueron de hasta € 0,04/kWh.

El Ministerio de Asuntos Económicos a través del programa «100 000 techos fotovoltaicos» ofreció préstamos de bajos intereses (1,9 % en 2002) con un período de reembolso de 10 años, y un inicio de los pagos 2 años después de adquirido el préstamo. Adicionalmente, manifestó que después de un período de 9 años de reembolso, era posible suspender el pago final si el sistema fotovoltaico estaba operando en el momento. Los préstamos permitieron financiar el 100 % de la inversión, y fueron otorgados hasta alcanzar el máximo de € 500 000.

A través de los fondos generales destinados a las fuentes de energía renovable, el Ministerio de Economía y Tecnología otorgó subsidios para la instalación, la expansión y la repotenciación de todas las tecnologías con excepción de la eólica y la fotovoltaica. Los subsidios para las pequeñas centrales hidroeléctricas estuvieron sujetos a la capacidad eléctrica de la planta, la cual debía ser inferior a 500 kW. El subsidio fue de € 676/kW para nuevas instalaciones, y de € 307/kW para expansión o para repotenciación. Los sistemas fotovoltaicos instalados en escuelas con una capacidad superior a 1 kWp recibieron subsidios de € 3086 por instalación. Estos provinieron de fondos generales.

¹⁸² De Vries, et. al., op. cit.

1.2. Austria

A través de la Ley de promoción ambiental¹⁸³, que entró en vigor en el año 1993, se otorgaron subsidios de inversión para los proyectos que utilizaban fuentes de energía renovable. Los porcentajes subsidiados oscilaron entre 10 % y 30 % de acuerdo al tipo de proyecto. Esta ley fue modificada en el año 2002 y es la que rige actualmente.¹⁸⁴

1.3. Bélgica

En Bélgica hubo un sistema de subsidios a nivel nacional que funcionó hasta el año 1999. Posteriormente, las regiones (Flandes, Valonia y Bruselas) instauraron sus propios sistemas subsidiarios.

En el ámbito nacional, los subsidios fueron otorgados a través del Decreto 15.12.1993 hasta 1999. Este sistema incentivó todas las fuentes de energía renovable y los sistemas de eficiencia energética. El nivel de los subsidios fue de 10 % para las empresas medianas y grandes y de 20 % para las empresas pequeñas.¹⁸⁵

A nivel regional, Flandes destinó subsidios a todas las tecnologías amigables con el medio ambiente. Valonia incentivó la compra y la generación de electricidad procedente de fuentes de energía renovable o de tecnologías que incluyen procesos eficientes energéticamente. Y Bruselas otorgó subsidios, especialmente, a los proyectos relacionados con la eficiencia energética.

1.4. Dinamarca

La Ley de fuentes de energía renovable, que entró en vigor en 1996, instauró el sistema de subsidios de inversión para las tecnologías que usan fuentes de energía renovable. Las fuentes energéticas cubiertas por el sistema son la solar fotovoltaica, la energía eólica, las plantas de

¹⁸³ Umweltförderungsgesetz-UFG

¹⁸⁴ De Vries, H.J., et. al., op. cit., p. 17.

¹⁸⁵ *Ibíd.*, p. 24.

producción de calor combinado, la biomasa, el biogás y la energía mareomotriz. Los niveles de los subsidios a nivel general fueron los siguientes: entre 15 % y 30 % de los costos de construcción, y hasta el 50 % para el desarrollo de proyectos. A nivel tecnológico los subsidios fueron definidos así: hasta el 30 % para equipos estandarizados en plantas biogás, y 16 % para plantas que utilicen biomasa. El monto máximo de los subvenciones fue de € 132 450. Muchos subsidios fueron cortados en el año 2002.¹⁸⁶

1.5. España

En el año 2002, el Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía otorgó subsidios a los propietarios de sistemas solares fotovoltaicos por un monto de € 5,53/Wp si el sistema estaba bajo la modalidad de productor independiente, y de € 2,07/Wp para las instalaciones conectadas a la red eléctrica con una capacidad superior a 5 kWp. El objetivo fue subsidiar a lo sumo el 40% del total de los costos de inversión, a menos que el sistema fuera desarrollado por una mediana o pequeña empresa, en ese caso éste hubiese sido de 50%.

En 1999, el Instituto de Crédito Oficial y el Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía crearon un programa de préstamos con intereses reducidos para el sector público y privado que invirtiera en proyectos sobre fuentes de energía renovable. En el año 2002, los intereses variaron entre 2 % a 4 %. En ese mismo año, el préstamo máximo por proyecto fue de M€ 6,3 y la cantidad total disponible para ese rubro fue de M€ 150,2 y de M€ 12 para la compensación de las tasas de interés.

1.6. Finlandia

La decisión del Consejo de Estado 29/99 estableció un sistema de subsidios para promover las fuentes de energía renovable, que contempló dos niveles máximos según la tecnología: 40 % para

¹⁸⁶ *Ibíd.*, p. 32.

las inversiones en energía eólica y 30 % para las inversiones en otras fuentes de energía renovable. Este sistema entró en vigor en 1999 y continúa actualmente.¹⁸⁷

1.7. Francia

Los subsidios para la inversión fueron canalizados a través del fondo FACE¹⁸⁸, y otorgados, principalmente, a los propietarios de sistemas fotovoltaicos en áreas rurales con el fin de reducir la expansión de las redes eléctricas. El subsidio tuvo dos niveles, uno de € 4,6/Wp instalado para sistemas sin almacenamiento de energía, y el otro de € 6/Wp instalado para los sistemas que garantizaran el suministro mediante el uso de bancos de baterías.¹⁸⁹

El FIDEME¹⁹⁰ fue un fondo de inversión privada que financió el 25 % de los costos totales de los proyectos.

1.8. Grecia

En Grecia, el principal sistema de apoyo ha sido el sistema de subsidios. Éste funciona desde 1990 y ha sido instaurado a través de diversas leyes para el desarrollo.¹⁹¹

La Ley de desarrollo 1892/1990 estableció los lineamientos para otorgar subsidios a la inversión productiva desde 1990 hasta 1998. Los porcentajes de los subsidios oscilaron entre 40 % y 55 % del presupuesto total del proyecto según el nivel de desarrollo de la región. Estos subsidios estuvieron acompañados de reducciones tributarias de hasta 100 %. En 1998 la Ley de desarrollo 2610/1998 continuó la entrega de subsidios a los proyectos que utilizaran fuentes de energía renovable.

¹⁸⁷ *Ibíd.*, p. 34.

¹⁸⁸ FACE es un fondo financiero para la electrificación rural en Francia.

¹⁸⁹ De Vries, H.J., et. al., op. cit., p. 39.

¹⁹⁰ El FIDEME es un fondo de inversión para financiar las compañías que desarrollan proyectos relacionados con el uso eficiente de la energía. European Renewable Energy Council (EREC), *Renewable Energy Policy Review – France*, ALTENER, May, 2004.

¹⁹¹ De Vries, H.J., et. al., op. cit., pp. 50-51.

El Programa operacional para la energía inició en 1994 y finalizó en 1999; durante este período financió 82 proyectos para generar electricidad y calor (238,9 MWe y 90,9 MWt). Las fuentes energéticas promovidas fueron la eólica, la biomasa, la hidroelectricidad a pequeña escala, la solar fotovoltaica, la geotérmica y la solar pasiva. El programa definió límites máximos totales de desembolso por tecnología, al igual que, los porcentajes subsidiados por proyecto: para la energía eólica se destinó M€ 142 y un subsidio de 40 %; para la biomasa el límite fue de M€ 87 con un porcentaje entre 45 % y 50 %; las pequeñas centrales hidroeléctricas recibieron M€ 103 y subsidios de 45 %; el programa destinó para sistemas solares fotovoltaica M€ 1,4 y subsidios de 50 %, 55 % ó 70 %; la geoenergía recibió M€ 0,2 y subsidios de 45 %; para la energía solar térmica se destinó M€ 2,8 y subsidios de 35 % y 50 %; y para energía solar pasiva fueron destinados M€ 3,7 con subsidios entre 40 % y 50 %.

En el año 2000 fue creado un nuevo Programa operacional para la energía, a fin de continuar el sistema de subsidios que venía funcionando desde 1994. Este nuevo programa tuvo una duración de 6 años durante los cuales se otorgaron subsidios definidos de la siguiente manera: 30% para parques eólicos; 40% para pequeñas centrales hidroeléctricas, biomasa, geoenergía y solar pasiva; y 50% para sistemas solares fotovoltaicos.

1.9. Italia

La Ley 10/91, que entró en vigor en enero de 1991 y aún continúa, definió normas y reglas para promover proyectos de ahorro energético y de fuentes de energía renovable; adicionalmente, estableció un fondo para otorgar subsidios de inversión de 80 % para sistemas fotovoltaicos y de 30 % ó 40 % para los demás proyectos. A la fecha, los proyectos relativos al ahorro energético se han visto más beneficiados que los proyectos que utilizan fuentes de energía renovable.¹⁹²

En el año 2001 fue iniciado el Programa de techos fotovoltaicos, con el objetivo de promover esta fuente energética e instalar 10 000 sistemas sobre techos u otras edificaciones, e interconectar estos sistemas a la red de distribución de bajo voltaje. El programa otorgó subsidios de inversión

¹⁹² *Ibíd.*, p. 67.

de hasta 85 % de los costos de capital para sistemas pequeños con capacidad eléctrica oscilando entre 5 kWp y 50 kWp.¹⁹³

1.10. Luxemburgo

El sistema de subsidios para promover la generación eléctrica con fuentes de energía renovable ha funcionado desde 1948. Éste es administrado por la Sociedad nacional de crédito para la inversión y apoyado por el Ministerio de Energía, el Programa de acciones de economía de la energía entre las comunidades (PEEC) y por la Ley 27/7/1993.¹⁹⁴

A través de la Sociedad nacional de crédito a la inversión se han otorgado préstamos para la adquisición de equipos menos lesivos al medio ambiente. Estos cubren entre 25 % y 60 % de los costos. Cuando el préstamo es solicitado para iniciar un proyecto, el porcentaje financiado es hasta de 75 %. La cantidad máxima prestada por proyecto es de M€ 1,22 si la inversión mínima es de € 12 261. La tasa de interés es 3 % y el tiempo de duración del préstamo es de 10 años.

Entre 1994 y 1999, el Ministerio de Energía de Luxemburgo otorgó subsidios de inversión para proyectos de cogeneración, energía eólica, energía solar térmica, energía solar fotovoltaica y biomasa. Los subsidios fueron divididos así: proyectos eólicos con capacidad mínima de 50 kW recibieron un subsidio de € 74/kW, con un máximo por proyecto de € 148 736. Los proyectos con capacidad eléctrica inferior a 50 kW recibieron un subsidio directo de 25 % de los costos de inversión. Los proyectos de energía solar térmica, fotovoltaica y de biomasa, en áreas residenciales, recibieron un subsidio de 25 % de los costos de inversión, con un límite de € 1 487; los proyectos en áreas no residenciales obtuvieron el mismo porcentaje pero con un límite mayor de € 36 785.

El Programa de acciones para la economía de la energía entre las comunidades promovió el uso racional de la energía y las fuentes de energía renovable en los municipios. El programa inició en

¹⁹³ *Ibíd.*, pp. 67-68.

¹⁹⁴ *Ibíd.*, pp. 73-75.

1996 y finalizó en el año 2001. Los proyectos eólicos con capacidad mínima de 50 kW recibieron subsidios de € 148/kW con un máximo por proyecto de € 148 736,7.

A través de la Ley 27/7/1993 para el desarrollo económico y la diversificación, el Estado de Luxemburgo otorgó subsidios de 25 % para la inversión en tecnologías de cogeneración y de fuentes de energía renovable (hidroelectricidad, geoenergía, solar y eólica).

1.11. Países Bajos

Desde 1997 las organizaciones sin ánimo de lucro y el sector privado que habían realizado inversiones por más de € 1 750 en proyectos con fuentes de energía renovable fueron beneficiados con un subsidio de 18,5 % y de 20 %, respectivamente.¹⁹⁵

El consejo de desempeño energético y la prima energética son dos sistemas de apoyo que funcionan de manera conjunta, el primero inició en el año 2001 y el segundo en el año 2000. El sistema consiste en solicitar al consejo de desempeño energético su asesoría para mejorar el rendimiento energético de una vivienda u oficina específica. Posteriormente, el consejo realiza una lista con las medidas que deben ser llevadas a cabo. Si las medidas son desatendidas, el consejo entrega una factura a quien solicitó la asesoría cobrando los servicios. En caso en que una o más medidas de las presentadas por los consejeros sean tenidas en cuenta, la factura no es enviada al solicitante. En lugar de esto, se le entrega una prima energética para subsidiar parte de los costos de las modificaciones que debe realizar. Adicionalmente, el consejo de desempeño energético entrega un bono de 10 % para personas privadas y de 25 % para cooperativas de vivienda y propietarios. Ambas medidas son financiadas por el impuesto a la energía.

En el 2002, a través de estos dos sistemas de apoyo, se subsidió la energía solar fotovoltaica con € 3,5/Wp. Para sistemas mayores a 600 Wp se entregó un subsidio adicional. Entre 1989 y 1996, los proyectos de energía eólica recibieron subsidios de inversión de hasta el 40 %.

¹⁹⁵ *Ibíd.*, p. 80.

1.12. Portugal

Durante el período 1994-1999, el Ministerio de Economía otorgó préstamos con tasa de interés cero a través del Programa energía, a los proyectos que estuvieran en el Marco de Apoyo Comunitario II, el cual promovía el uso de fuentes de energía renovable, gas natural y tecnologías de eficiencia energética.¹⁹⁶

A fin de continuar con la medida anterior, en el período 2000-2006, el Ministerio de Economía creó dos programas (Programa de medidas para apoyar el uso de energía potencial y uso racional de energía y Programa económico operacional), mediante los cuales entregó subsidios de inversión de 40 % para cuatro tipos de proyectos público o privados (generación de electricidad a través de fuentes de energía renovable, cogeneración, combustibles verdes y cambio de combustible a gas natural) que hicieran parte del Marco de Apoyo Comunitario III.¹⁹⁷

1.13. Suecia

La Administración de la energía nacional sueca es la encargada de gestionar los subsidios que estimulan la inversión en proyectos de generación eléctrica con fuentes de energía renovable. El sistema de subsidios para el período 1997-2002 fue reglamentado por el Decreto 1998:22 que destinó M€ 50 para dicho fin. Los sistemas habilitados para recibir el subsidio fueron: sistemas eólicos con potencia superior a 200 kW; pequeñas centrales hidroeléctricas con capacidad inferior a 1500 kW; y sistemas para generación de calor combinado con biomasa en un 70 % durante un período de 5 años. El objetivo de esta medida consistió en incrementar el suministro de electricidad proveniente de turbinas eólicas en 0,5 TWh; de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos en 0,25 TWh; y de plantas de cogeneración en 0,75 TWh. De la misma manera fueron desagregados los subsidios, así: los proyectos eólicos recibieron subsidios de 10 % a 15 % de los costos de capital; además, de bonos ambientales por la electricidad generada (1,99 ct€/kWh); los subsidios para los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos fueron de hasta 15 % de los costos de inversión; y la producción de calor combinado basado en la biomasa recibió

¹⁹⁶ *Ibid.*, p. 88-89.

¹⁹⁷ *Ibid.*, p. 89.

subsidios de alrededor de € 330/kWe o un máximo de 25 % del total de costos de capital por proyecto.

El 1º de enero de 2003 se creó un sistema transitorio de subsidios por cinco años para la energía eólica, mientras se implementaba el sistema de certificados verdes. El monto de los subsidios fue disminuyendo paulatinamente hasta ser eliminados por completo: 0,0163 €/kWh en 2003; 0,013 €/kWh en 2004; 0,0065 €/kWh en 2005 y 2006; y 0,0033 €/kWh en 2007. Simultáneamente, funcionó otro tipo de subsidio para sistemas eólicos en lugares específicos considerados difíciles. Este sistema recibió M€ 38,6 para ser distribuidos durante cinco años.

1.14. Reino Unido

Desde 1998, la Ley de la Lotería Nacional a través del fondo para nuevas oportunidades ha otorgado subsidios de inversión de 40 % para la energía eólica y las plantas de generación eléctrica que usen biomasa.

Tabla 4.2 Síntesis – Sistemas de apoyo subsidiarios

Estados miembros	Sistema de apoyo subsidiario
Alemania	- Energía eólica subsidio de hasta 25 % de la inversión. - Solar fotovoltaica préstamos de hasta el 100%.
Austria	Subsidios para todas las FER 10 % - 30 %
Bélgica	- 10 % para medianas y grandes empresas. - 20 % para empresas pequeñas.
Dinamarca	- 15 % - 30 % para la construcción de proyectos. - 50 % para el desarrollo de proyectos.
España	- Solar fotovoltaica € 5,53/Wp bajo la modalidad de productor independiente. - Sistemas conectados a la red eléctrica € 2,07/Wp.
Finlandia	- 40 % para la energía eólica. - 30 % para otras FER.
Francia	Sistemas fotovoltaicos sin almacenamiento € 4,6/Wp y de € 6/Wp con banco de baterías.
Grecia	40 % - 55 %
Italia	Solar 80 % FER 30 % - 40 %
Luxemburgo	Préstamos entre 25 % - 60 % Subsidios para energía eólica, solar y biomasa de 25 % de la inversión
Países Bajos	FER 18,5 % - 29 % EE 10 % - 25%
Portugal	Préstamos con bajos intereses
Suecia	10 % - 15 % eólicos; 15 % pch, 25 % biomasa
Reino Unido	40 % eólica y biomasa

Fuente: Realización propia

2. Sistemas de apoyo tributarios

Los sistemas de apoyo tributarios son diversos y pueden tomar la forma de descuentos sobre los impuestos de energía o sobre los impuestos de emisión de gases de efecto invernadero, bajas tasas del IVA, exenciones tributarias y esquemas de depreciación acelerada.

Una de las mayores deficiencias de este sistema de apoyo es que no provee certidumbre al largo plazo sobre las inversiones.¹⁹⁸ Sin embargo, éste puede ser utilizado como un sistema complementario, en ese caso, su efectividad sería mayor.

A la fecha, nueve de los quince Estados miembros han utilizado este sistema para promover la generación de electricidad mediante el uso de fuentes de energía renovable.

2.1. Austria

Mediante la Ley de impuesto a la electricidad¹⁹⁹, que entró en vigor en 1996, se realizaron exenciones tributarias para los propietarios de plantas de autoabastecimiento con fuentes de energía renovable que no excedieran los 5 000 kWh.²⁰⁰

2.2. Bélgica

En 1992 el Ministerio de Finanzas introdujo una deducción fiscal sobre la inversión para el sector industrial, con el objetivo de estimular la eficiencia energética y aumentar el suministro de electricidad proveniente de fuentes de energía renovable. En el año 2002 la deducción fiscal fue de 13,5 %.²⁰¹

¹⁹⁸ Ragwitz, M., et. al., *Forres 2020: Analysis of the renewable energy sources' evolution up to 2020*, Altener – Directorate-General for Energy and Transport of the European Commission, Germany, 2005.

¹⁹⁹ Elektrizitätsabgabegesetz por su nombre en el idioma alemán.

²⁰⁰ De Vries, H.J., et. al., op. cit., p. 17.

²⁰¹ *Ibíd.*, p. 24.

2.3. Dinamarca

Desde 1997 ha sido utilizado el sistema de incentivo fiscal para estimular el surgimiento de cooperativas eólicas. La exención tributaria se realiza sobre los primeros 400 €/año para cada una de las personas que participan en la cooperativa. Los ingresos restantes son tributados a una tasa de 60 %.²⁰²

2.4. Irlanda

La Ley de finanzas de 1998 estableció una deducción por inversión en negocios certificados por el Departamento de iniciativa pública. La deducción fue de 50 % respecto al capital desembolsado, desde que éste no excediera los M€ 9,5. Para las inversiones conjuntas se deducía el 50 % desde que la inversión máxima fuera de M€ 12,7 por año.²⁰³

El esquema de expansión de negocios es otro sistema de apoyo tributario que buscó estimular a los inversionistas para que estos establecieran compañías pequeñas en el campo de las energías renovables. A través de este mecanismo se ofreció financiamiento con costos más bajos que los ofrecidos por la banca comercial.²⁰⁴

2.5. Luxemburgo

Durante 10 años a partir de 1989 funcionó en Luxemburgo un sistema de depreciación acelerada de hasta 60 % de los costos de capital. El objetivo de este sistema consistió en estimular la construcción de proyectos relacionados con la protección del medio ambiente y el ahorro de la energía.²⁰⁵

²⁰² *Ibíd.*, p. 29.

²⁰³ *Ibíd.*, p. 62.

²⁰⁴ *Ibíd.*

²⁰⁵ *Ibíd.*, p. 73.

2.6. Países Bajos

Entre 1991 y 2002 funcionó un sistema de depreciación acelerada con niveles máximos para tecnologías amigables con el medio ambiente.²⁰⁶

Tabla 4.3 Impuesto a la energía desagregado de acuerdo al consumo (€/kWh)

Consumo de electricidad (kWh)	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
0-800	0	0	0	0	0	5,83	6,01
800-10 000	1,34	1,34	1,34	2,25	3,72	5,83	6,01
10 000-50 000	1,34	1,34	1,34	1,47	1,61	1,94	2,00
50 000-10 mln	0	0	0	0,10	0,22	0,59	0,61
>10 mln	0	0	0	0	0	0	0
Subsidio de producción	1,34	1,34	1,34	1,47	1,61	1,94	2,00

Fuente: Vries, H.J., et. al., op. cit.

Desde 1997 fue instaurado el impuesto a la energía²⁰⁷ para estimular la generación y el consumo de electricidad proveniente de fuentes de energía renovable. Este impuesto cae sobre los consumidores de electricidad y gas a nivel comercial y residencial. Los generadores de electricidad que usan fuentes de energía renovable están exentos de pagar este impuesto. Las empresas distribuidoras tienen la alternativa de destinar este dinero al pago de una prima para los generadores de electricidad que usan fuentes de energía renovable.

En el año 2002 la combinación del sistema tributario y la tarifa sumó 0,08 €/kWh (0,06 €/kWh por la exención tributaria y 0,02 €/kWh por la tarifa). Este sistema fue modificado en julio del año 2003, a fin de disminuir el bajo nivel de exención tributaria y conceder una tarifa garantizada específica por tecnología. En la tabla 2.2 se muestran los montos del impuesto a la energía durante 1996 a 2002 para los diferentes niveles de consumo.

Otro sistema de apoyo utilizado en los Países Bajos, desde 1997, fue el de deducción tributaria por inversiones en proyectos de energía. A través de este sistema los empresarios con un impuesto de 35 % obtenían un descuento de 19 % sobre los costos de inversión.²⁰⁸

²⁰⁶ El mecanismo de depreciación acelerada es denominado Vervroegde Afschrijving Milieu Investerings - VAMIL. *Ibíd.*, p. 78.

²⁰⁷ El impuesto de regulación a la energía es denominado Regulerende Energiebelasting. *Ibíd.*, p. 78.

²⁰⁸ *Ibíd.*, p. 80.

2.7. Portugal

En 1998 fue instaurado un sistema de apoyo de deducción tributaria para estimular la inversión en tecnologías que usan fuentes de energía renovable. En 1999, las deducciones fueron de hasta 20 % de la inversión o de 125 €/año. En el año 2002, las deducciones fiscales aumentaron a 30 % respecto a la inversión, teniendo como límite máximo 700 €/año.

Otro sistema de apoyo tributario fue la reducción del IVA para las tecnologías que utilizan fuentes de energía renovable, en el 2003 esta tasa representó el 12 %.²⁰⁹

2.8. Suecia

La Ley 1776 de 1994 exentó parcial o totalmente a los generadores de electricidad proveniente de fuentes de energía renovable de pagar el impuesto a la energía.²¹⁰

2.9. Reino Unido

En julio del año 2000 fue aprobado, para un período de diez años, el impuesto de cambio climático²¹¹ sobre las ventas de electricidad, carbón, gas natural y gas licuado de petróleo para el sector público y de negocios. Los propietarios de las plantas generadoras de electricidad renovable quedaron exentos del pago de dicho impuesto.

²⁰⁹ *Ibid.*, p. 88.

²¹⁰ *Ibid.*, p. 99.

²¹¹ Instrumento estatutario denominado *Climate Change Levy*.

Tabla 4.4 Síntesis – Sistemas de apoyo tributarios

Estados miembros	Sistema de apoyo tributario
Austria	Exención tributaria
Bélgica	Deducción fiscal
Dinamarca	Exención tributaria
Irlanda	Deducción fiscal
Luxemburgo	Depreciación acelerada
Países Bajos	Impuesto a la energía
Portugal	Deducción fiscal
Suecia	Deducción fiscal
Reino Unido	Exención tributaria

Fuente: Realización propia

3. Tarifa o Prima Garantizada (Feed-in Tariff)²¹²

Este mecanismo es un apoyo directo a la generación de electricidad procedente de fuentes de energía renovable, que se otorga a los propietarios de las plantas generadoras por un período que oscila entre 15 y 20 años. En la Unión Europea 15 este sistema de apoyo ha sido implementado de dos maneras, como un precio mínimo garantizado por unidad de energía generada y como una prima adicional al precio de la electricidad en el mercado mayorista.

La mayor ventaja de este sistema de apoyo cae en la certeza a largo plazo que ofrece a los propietarios de las plantas generadoras. Esto repercute en los costos de capital, los cuales han sido más bajos, significativamente, en Estados con tarifas garantizadas que en aquellos con otros sistemas de apoyo que involucran niveles de riesgo más altos sobre la inversión. Otra ventaja es que la demanda administrativa respecto a la implementación del sistema de apoyo en baja.

La principal crítica al sistema de tarifas garantizadas es que no es eficiente en términos económicos, porque no su funcionamiento no basa en la competencia directa. Según Huber²¹³ el sistema de tarifas garantizadas es también un sistema eficiente si se alcanzan ciertas condiciones:

1. Que la curva de costos sea plana; así, estos pueden ser altamente predecibles.
2. Que las tarifas

²¹² Este sistema de apoyo es conocido con el nombre de *Feed-in Tariff*.

²¹³ El planteamiento de Huber es tomado y presentado por Sijm, J.P.M. en el artículo: Sijm, J.P.M., *The performance of feed in tariffs to promote renewable electricity in European countries*, Energy research Center of the Netherlands, Netherlands, 2002.

garantizadas tengan un comportamiento decreciente respecto a la curva aprendizaje de costos de inversión. 3. Que el período durante el cual se otorga la tarifa sea limitado. 4. Que la tarifa garantizada sea más baja si el rendimiento la electricidad proveniente de fuentes de energía renovable es más alto.

Otra crítica sobre este sistema de apoyo es la distorsión a la libre competencia, ya que éste no es compatible con el mercado eléctrico liberalizado. Básicamente, hay tres problemas con respecto a los precios y al mercado competitivo. 1. Las tarifas garantizadas no busca precios competitivos. 2. Un sistema basado en tarifas garantizadas, a nivel nacional, excluye las importaciones de electricidad proveniente de fuentes de energía renovable. 3. Las compañías de servicios públicos localizadas en áreas con gran potencial de energía renovables tendrían que pagar más tarifas garantizadas.²¹⁴

Doce de los quince Estados miembros han utilizado este sistema de apoyo.

3.1. Alemania

Desde finales de la década del ochenta Alemania ha aplicado el sistema de tarifa garantizada. Inicialmente, lo utilizó para promover la energía eólica, sin embargo, en 1990, mediante la Ley de alimentación de electricidad²¹⁵ amplió la cobertura hacia las otras fuentes de energía renovable. En el año 2001 esta Ley fue sustituida por la Ley de energías renovables²¹⁶ que continuó con el sistema de tarifas garantizadas.

La mayor crítica que tuvo la Ley de alimentación de electricidad alemana consistió en los costos excesivos de las tarifas garantizadas, que tenían que ser sufragados por las empresas de servicios públicos.²¹⁷ Este elemento fue fundamental en el proceso de derogación de la Ley y fue corregido con la nueva Ley de energías renovables.

²¹⁴ Ibid.

²¹⁵ También conocida como la ley *Strom-Einspeisungs-Gesetz – StreG* por su nombre en alemán.

²¹⁶ También conocida como la ley *Erneuerbare Energien Gesetz - EEG* por su nombre en alemán.

²¹⁷ Cervený, M., Resch, G., *Feed-in tariffs and regulations concerning renewable energy electricity generation in European Countries*, Energieverwertungsagentur (EVA), Austria (Vienna), August 1998.

Tabla 4.5 Contraste de la Ley de Alimentación de Electricidad y la Ley de Energía Renovable en Alemania

Ley de Alimentación de Electricidad		Ley de Energías Renovables	
Período: 1990-2001		Período: 2001- continúa	
<p>Funcionamiento: Las empresas distribuidoras estaban obligadas a comprar la electricidad renovable a una tarifa fija definida por el gobierno durante un período de 20 años. La tarifa garantizada fue determinada como un porcentaje de la tarifa eléctrica promedio que pagaban los consumidores. Los porcentajes definidos son los siguientes:</p> <p>90% energía solar y eólica.</p> <p>80% biomasa, PCH, aguas residuales e instalaciones de gas de vertedero con $P < 0,5$ MW.</p> <p>65% PCH, aguas residuales e instalaciones de gas de vertedero con una capacidad entre $0,5$ MW $< P < 5$ MW.</p> <p>Dificultades:</p> <ul style="list-style-type: none"> -La tarifa garantizada no era financiada por algún sistema tributario sino por los ingresos de las empresas de servicios. -Las empresas de servicios de propiedad pública no eran elegibles para recibir la tarifa garantizada. -Cuando el precio de la electricidad bajaba a la tarifa garantizaba también bajaba. 		<p>Funcionamiento: Los operadores de red están obligados a comprar la electricidad renovable de las empresas distribuidoras a una tarifa decreciente que es definida por el gobierno, por un período de 20 años.</p> <p>La reducción tarifaria rige a partir del año 2002 de la siguiente manera:</p> <p>Biomasa 1 %.</p> <p>Energía eólica 1,5 %.</p> <p>Energía solar fotovoltaica 5 %.</p>	
Tarifas garantizadas durante 1990-1998		Tarifas garantizadas en el año 2001	
Tipo de Energía	Tarifa Garantizada (€/kWh)	Tipo de Energía	Tarifa Garantizada (€/kWh)
Fotovoltaica	8,2-8,8	Fotovoltaica	50,62
Energía Eólica	8,2-8,8	Eólica (tierra) primeros 5 años	9,1
		Eólica (tierra) después de los 5 primeros años	6,17
		Eólica (mar) antes del 2006 para los primeros 9 años	9,1
		Eólica (mar) después de los primeros 9 años	6,17
Biomasa $P < 0,5$ MW	7,05-7,85	Biomasa $P < 0,5$ MW	10,23
Biomasa $0,5$ MW $< P < 5$ MW	5,95-6,38	Biomasa $0,5$ MW $< P < 5$ MW	9,2
		Biomasa $P > 5$ MW	8,69
PCH $P < 0,5$ MW	7,05-7,85	PCH $P < 5$ MW	7,67
PCH $0,5$ MW $< P < 5$ MW	5,95-6,38		
		Plantas de tratamiento de aguas residuales, minas y gas de vertedero	7,67

Fuentes: Vries, H.J., et. al., *Renewable electricity policies in Europe*, ECN, Netherlands, 2003, pp. 44-45.

En la tabla 4.3 se presentan los aspectos más importantes de la Ley de alimentación de electricidad y de la Ley de energías renovables que rige actualmente. Allí se muestran las modificaciones que sufrió el sistema de tarifa garantizada con el cambio de ley.

Los principales cambios en el esquema de la tarifa garantizada consistieron en: 1. La disminución del monto de la tarifa en el tiempo. 2. La desagregación de la tarifa para la energía eólica según el lugar de emplazamiento y el tiempo inicial de operación, recibiendo una tarifa mayor en los primeros años de operación, cinco para sistemas instalados en tierra y nueve para sistemas en el mar. 3. La inclusión de plantas de biomasa con capacidad superior a 5 MW. 4. El apoyo a los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos con capacidad inferior a 5 MW. 5. La inclusión de plantas de generación eléctrica que tienen como insumo energético los residuos provenientes de rellenos sanitarios y aguas residuales. 6. El incremento de la tarifa garantizada para la energía solar fotovoltaica.

3.2. Austria

A través de la Ley de organización de la industria eléctrica²¹⁸, en 1998 fue instaurado el sistema de tarifa garantizada en cada una de las nueve provincias que constituyen la Nación austriaca. El sistema de apoyo obligó a los operadores de las redes de distribución a comprar la electricidad proveniente de fuentes de energía renovable que ofrecían los generadores independientes, pagando una tarifa garantizada que era definida por el gobierno provincial en cuestión. La Ley permitió a cada provincia definir el monto de la tarifa garantizada y las condiciones de aplicación, esto generó dificultades, especialmente, cuando se requería transportar de una provincia a la otra.

En el año 2002 la Ley de electricidad verde²¹⁹ sustituyó el sistema de tarifas garantizadas a nivel provincial por un sistema a nivel nacional. El gobierno federal se encargó de definir tarifas uniformes para las instalaciones aprobadas entre el 1º de enero del año 2003 y el 31 de diciembre del año 2004 y fueran puestas en operación antes del 30 de junio del año 2006. Las nuevas tarifas fueron otorgadas por un período de 13 años. Las instalaciones aprobadas antes de estas fechas

²¹⁸ También conocida como *Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz-EIWOG* por su nombre en alemán.

²¹⁹ También conocida como *Ökostromgesetz* por su nombre en alemán.

fueron regidas por el sistema de tarifa a nivel provincial.²²⁰ En la tabla 4.4 se presentan los montos de las tarifas garantizadas en el año 2003.

Tabla 4.6 Tarifas garantizadas en Austria en el 2003²²¹

Fuente energética	¢€/kWh
Energía eólica	7,8
Biomasa*	10,2-16,5
Biogás*	10,2-16,5
Relleno sanitario (vertedero)	3,0-6,0
Geotérmica	7,0
Pequeñas centrales hidroeléctricas**	3,15-6,25
Fotovoltaica***	47,0-60,0

* Dependiendo de la capacidad instalada, substracción de desecho, combustión y tecnología.

** Dependiendo de la producción alcanzada y de nueva o vieja inversión.

*** Dependiendo del tamaño de la instalación.

Fuente: Vries, H.J., et. al., op. cit., p. 16.

3.3. Bélgica

El sistema de tarifas garantizadas fue implementado en 1995 y modificado en 1998. Las tarifas se otorgaron por un período de 10 años, con excepción de la tecnología fotovoltaica, la cual estaba habilitada para recibir el apoyo durante el tiempo de vida útil del proyecto. En la tabla 4.5 se presenta el monto de las tarifas garantizadas para el año 2003.

²²⁰ De Vries, H.J., et. al., op. cit., p. 16.

²²¹ Este mecanismo fue instaurado el 1º de enero de 2003 a través de la Ley de Electricidad Verde que entró en vigor en el año 2002.

Tabla 4.7 Tarifas garantizadas en Bélgica en el 2003

Fuente energética	ct€/kWh
Viento	5,0
Biomasa	2,5
Biogás	2,5
Geotérmica	2,5
Pequeñas centrales hidroeléctricas P < 10 MW	5,0
Fotovoltaica	2,5

Fuente: Vries, H.J., et. al., op. cit.

3.4. Dinamarca

El sistema de tarifas garantizadas fue instaurado en 1993 con el fin de promover, principalmente, la energía eólica. La ley obligaba a las empresas de servicios a pagar un monto por kWh generado a los propietarios de sistemas eólicos, que correspondía al 85 % del precio de la tarifa eléctrica que pagaban los consumidores residenciales. Adicionalmente, los propietarios de los sistemas eólicos recibían un subsidio de 0,023 €/kWh y un reembolso proveniente del impuesto al CO₂ de 0,014 €/kWh. De esta manera, en 1998, la tarifa garantizada promedio para la electricidad producida con turbinas de viento había alcanzado 0,081 €/kWh.

Si las empresas de servicios tenían sistemas eólicos en operación, su incentivo únicamente consistía en el reembolso proveniente del impuesto al CO₂.

La reforma eléctrica de 1999 estableció el sistema de certificados verdes comerciable como el nuevo esquema de incentivo para las fuentes de energía renovable. La Ley contempló un período de transición en el que coexistieron los dos sistemas, sin embargo, las tarifas garantizadas fueron drásticamente reducidas (ver tabla 4.6)

Tabla 4.8 Tarifas garantizadas durante el período de transición en Dinamarca (2001-2002)

Fuente energética	ct€/kWh
Energía eólica	
Sistemas instalados antes del 1/1/2000 con las siguientes condiciones:	
Hasta alcanzar 12.000 h de carga completa para P>600kW	8,1
Hasta alcanzar 15.000 h de carga completa para 200kW<P<600kW	8,1
Hasta alcanzar 25.000 h de carga completa para turbinas P<200kW	8,1
Después de lo anterior hasta cumplir 10 años de operación del sistema	5,8
Las turbinas instaladas en el 2000, 2001 ó 2002 hasta cumplir las primeras 22.000 horas de carga completa	5,8
Después de cumplir las 22.000 horas de carga completa hasta alcanzar 20 años de operación*	1,3
Biomasa	8,1
Biogás**	4,8
Geotérmica**	4,8
Pequeños aprovechamientos hidroeléctricos**	4,8
Fotovoltaica**	4,8

* A esta tarifa es adicionado el valor de los certificados verdes.

** Esta tarifa incluye el reembolso por impuestos al carbono.

Fuente: Vries, H.J., et. al., op. cit., p. 29.

3.5. España

El sistema español garantiza la compra de electricidad generada a partir de fuentes de energía renovable o proveniente de procesos de cogeneración con capacidad inferior a 50 MW. Los propietarios de las plantas bajo el «régimen especial» pueden seleccionar entre una tarifa fija garantizada o una prima adicional sobre el precio de la electricidad definido en el mercado mayorista.

Este sistema de apoyo fue instaurado en 1980 por la Ley de conservación de la energía 82/1980, que definió un régimen especial para promover la instalación de plantas hidroeléctricas con capacidad inferior a 5 MW y de aquellas que usaban fuentes de energía renovable para generar electricidad. Aunque el marco legislativo ha sufrido diversas modificaciones; desde entonces, el sistema se ha mantenido y ha sido ajustado de acuerdo a las nuevas reglas. La legislación vigente para el régimen especial es el Real Decreto 841 de 2002.

Las tarifas garantizadas son actualizadas anualmente de acuerdo a las tasas de interés y los precios promedios de la electricidad. Y el sistema de primas adicionales es revisado anualmente de acuerdo a la evolución del precio de la electricidad en el mercado mayorista.

Tabla 4.9 Tarifas garantizadas y primas adicionales en España en el 2003

Fuente energética	Precio fijo ct€/kWh	Prima ct€/kWh
Viento	6,21	2,66
PCH	6,49	2,94
Cultivos energéticos	6,85	3,32
Otras biomasa	6,05	2,51
Fotovoltaica < 5kW	39,6	36,0
Fotovoltaica > 5kW	21,6	18,0
Solar térmica eléctrica	-	12,0
Geotermia, energía del océano y las mareas	6,49	2,94

Fuente: Vries, H.J., et. al., op. cit., p. 94.

3.6. Finlandia

El sistema de tarifas garantizadas fue instaurado en 1998 mediante la Moción 510/98, a fin de promover la energía eólica, la biomasa y las minicentrales hidroeléctricas con capacidad inferior a 1 MW. El impuesto a la electricidad es la base financiera de sistema de apoyo.

Tabla 4.10 Tarifas garantizadas en Finlandia

Fuente energética	ct€/kWh
Energía eólica	0,69
Biomasa	0,42
Pequeños aprovechamientos hidroeléctricos <1MW	0,42

Fuente: Vries, H.J., et. al., op. cit.

3.7. Francia

Tabla 4.11 Tarifas garantizadas en Francia en el 2001

Fuente energética	ct€/kWh
Energía eólica P < 12 MW	
Para los 5 primeros años	8,38
Después de los 5 primeros años con más de 3 600 horas de operación	3,05
Después de los 5 primeros años y por debajo de 2 000 horas de operación los siguientes 10 años	8,38
Regiones por fuera primeros 5 años	9,15
Después de los 5 primeros años con más de 3 300 horas de operación	4,57
Después de los 5 primeros años y por debajo de 2 050 horas de operación	9,15
Biomasa P < 12 MW	7
Biogás	
P < 6 MW	4,5
P < 2 MW	5,72
Desechos sólidos municipales	
Verano	1,74
Invierno	3,72
Francia no continental en verano	3,05
Francia no continental en invierno	3,72
Geotérmica P < 12 MW	
Francia continental	7,62
Francia no continental incluida Guadalupe	7,93
Pequeña hidroelectricidad	
P < 500 kVA	6,10
P > 500 kVA	5,49
P < 500 kVA en invierno	8,42
P > 500 kVA en invierno	7,58
P < 500 kVA en verano	4,45
P > 500 kVA en verano	4,01
CHP	0,31-0,58
Fotovoltaica	
Francia continental	15,25
Francia no continental Corsica	30,50

Fuente: Vries, H.J., et., al., op cit.

La Ley eléctrica que entró en vigor el 10 de febrero del año 2000 introdujo el sistema de tarifas garantizadas para incentivar la instalación de sistemas que usan fuentes de energía renovable con una capacidad inferior a 12 MW. La Ley obliga al operador de la red (la compañía Electricidad

de Francia) a comprar la electricidad proveniente de fuentes de energía renovable de los generadores independientes a una tarifa fija establecida por el gobierno. Para definir las tarifas garantizadas se tienen en cuenta: los costos de inversión, los costos evitados y los beneficios ambientales. Los costos por el funcionamiento del sistema de tarifas garantizadas son extendidos a los consumidores finales a través del aumento del precio de la electricidad.

3.8. Grecia

Tabla 4.12 Tarifas garantizadas en Grecia en 2001

Sistema interconectado		Auto-productores €/kWh	Productores independientes €/kWh
Bajo voltaje (230/230V)	Energía	0,05826	-
Medio voltaje (6,6; 15; 20; 22 kV)	Energía	0,04712	0,06059
	Capacidad (€/kW)	-	1,55540
	Zona pico: Oct-Abr 10-14, 18-21 h	0,03077	
	May-Sep 10-14 h		
Alto voltaje	Zona media	0,02132	
	Horas que quedan		0,06059
	Zona baja: Oct-Abr 01-08 h	0,01582	
	May-Sep 00-08 h		
	Capacidad (€/kW)	-	1,55540
Islas no interconectadas		0,05826	0,07491

Fuente: Vries, H.J., et., al., *Renewable electricity policies in Europe*, ECN, Netherlands, p. 53.

En Grecia, las tarifas garantizadas son otorgadas por un período de 10 años, únicamente, a los auto-productores²²² y productores independientes²²³. Éstas son calculadas como un porcentaje de la tarifa de energía eléctrica del servicio público para las diferentes categorías de consumidores.

²²² Los auto-productores consumen parte de la electricidad generada y venden el excedente a la compañía estatal que actúa bajo la modalidad de comprador único.

²²³ Los productores independientes venden toda la electricidad que generada a la compañía estatal.

Para los auto-productores, el valor de la tarifa garantizada es el 70 % de la tarifa eléctrica del consumidor conectado a la red de bajo voltaje si se encuentra en las islas griegas; y de 70 % de la tarifa eléctrica del consumidor, sin restricción de nivel voltaje, si se encuentra en Grecia continental. Para los productores independientes, la tarifa garantizada es el 90 % de la tarifa eléctrica del consumidor conectado a la red de bajo voltaje si se encuentra ubicado en las islas griegas; y de 90 % de la tarifa eléctrica del consumidor conectado a la red de medio voltaje si se encuentra ubicado en Grecia continental.²²⁴

3.9. Italia

La Ley 9/91 liberalizó el segmento de la generación eléctrica que usa fuentes de energía renovable. Con esta apertura se creó la modalidad de productor independiente, la cual es regulada por la Provisión CIP6/1992. El productor independiente no está limitado en cuanto a la capacidad eléctrica y puede utilizar la electricidad para autoconsumo o para la venta al Consejo de Electricidad Nacional, que es la compañía estatal.

Con el fin de atraer la inversión privada en el segmento ya liberalizado, se creó el sistema de tarifas garantizadas para las plantas de que utilizaran fuentes de energía renovable y las plantas de cogeneración. El valor de las tarifas garantizadas se fundamentó en dos elementos: El primero fue el de los costos evitados, teniendo como referencia la inversión en una planta de ciclo combinado; y el segundo consistió en la estimación de un costo extra para cada tecnología.²²⁵

Durante los primeros 8 años de operación de la planta, el generador recibe una tarifa compuesta de ambos factores (costos evitados y costos extras), a partir de ese momento hasta finalizar el contrato, generalmente de 15 años, el generador sólo recibe el valor correspondiente a los costos evitados. Después de finalizar el contrato, el generador puede continuar con el componente básico del precio de venta de la energía en el mercado mayorista.

²²⁴ De Vries, H.J., et. al., op. cit., p. 52.

²²⁵ Lorenzoni, A., “The Italian Green Certificates market between uncertainty and opportunities”, *Energy Policy*, vol. 31, issue 1, January, 2003, p. 34.

La carga financiera del sistema de apoyo cae sobre los consumidores finales y el Consejo de Electricidad Nacional. Los primeros pagan los costos extras (0,0048 €/kWh en octubre del año 2001) a través de la factura de energía eléctrica; y los segundos se hacen cargo de los costos evitados.²²⁶

Tabla 4.13 Costo extras por tecnología que serían adicionados a los costos evitados (€0,069/kWh) durante los primeros 8 años de operación de la planta – Italia año 2000

Fuente energética	€/kWh
Hidroelectricidad P < 3 MW	0,031
Energía eólica y geotérmica	0,053
Energía fotovoltaica, biomasa y desechos	0,102

Fuente: Lorenzoni, A, “The Italian Green Certificates market between uncertainty and opportunities”, *Energy Policy*, vol. 31, issue 1, January, 2003, p. 35.

3.10. Luxemburgo

Este sistema de apoyo se introdujo con la Ley del 5 de agosto de 1993 con el objetivo de implementar medidas específicas sobre el ahorro de energía, la eficiencia energética y el uso de fuentes de energía renovable (energía eólica, energía solar fotovoltaica y biomasa).

La empresa de servicios públicos CEGEDEL²²⁷ y las empresas distribuidoras locales son las encargadas de pagar las tarifas garantizadas a los propietarios de las plantas de generación. Hay dos clases de tarifa dependiendo del tamaño de la planta y de la tecnología utilizada (tabla 4.12) Las plantas generadoras que utilizan energía eólica y energía solar reciben un bono adicional de 0,112 €/kWh por entregar cierta carga promedio durante los tres principales períodos de carga pico anual.²²⁸

²²⁶ *Ibid.*

²²⁷ Ésta es la compañía de suministro de energía a nivel nacional. European Renewable Energy Council (EREC), *Renewable Energy Policy Review – Luxembourg*, ALTENER, May, 2004.

²²⁸ De Vries, H.J., et. al., op. cit., p. 73.

Tabla 4.14 Tarifas garantizadas en Luxemburgo

Fuente energética	ct€/kWh
Viento 1 kW < P < 500 kW (clase 1)	10
Viento 501 kW < P < 1 500 kW tarifa de día (clase 2)	5,8
Viento 501 kW < P < 1 500 kW tarifa de noche (clase 2)	3
Biomasa 1 kW < P < 500 kW (clase 1)	10
Biomasa 501 kW < P < 1 500 kW tarifa de día (clase 2)	5,8
Biomasa 501 kW < P < 1 500 kW tarifa de día (clase 2)	3
Fotovoltaica 1 kW < P < 500 kW (clase 1)	10
Fotovoltaica 501 kW < P < 1 500 kW tarifa de día (clase 2)	5,8
Fotovoltaica 501 kW < P < 1 500 kW tarifa de día (clase 2)	3

Fuente: Vries, H.J., et., al., op. cit.

3.11. Países Bajos

Las tarifas garantizadas fueron instauradas en julio del año 2003 por el programa «*Calidad Ambiental de la Producción de Electricidad*»²²⁹. Las tarifas son pagadas a los propietarios de las plantas de generación que se conecten a la red eléctrica nacional por un período de 10 años.²³⁰

Tabla 4.15 Tarifas garantizadas en los Países Bajos en el 2003

Fuente energética	ct€/kWh
Energía eólica en el mar	6,8
Energía solar fotovoltaica	6,8
Pequeñas instalaciones pequeñas y aisladas de biomasa	6,8
Hidroelectricidad	6,8
Energía de las olas	6,8
Energía de las mareas	6,8
Energía eólica en tierra	4,9

Fuente: Vries, H.J., et., al., op. cit.

²²⁹ En neerlandés se conoce como *Milieu kwaliteit van de Elektriciteitsproductie*.

²³⁰ De Vries, H.J., et. al., op. cit., p. 78.

El nivel de apoyo más alto es otorgado a las plantas de energía eólica ubicada en plataformas marinas, a la energía solar fotovoltaica, a las plantas pequeñas y aisladas que utilicen biomasa, a la hidroelectricidad, a la energía mareomotriz y a la energía de las olas (tabla 4.13).

3.12. Portugal

El Decreto Ley 339 de 2001 fue una actualización del Decreto Ley 168 de 1999, a través del cual se introdujo las tarifas garantizadas en Portugal. Con el Decreto Ley 168 de 1999 se garantizó la compra de la electricidad proveniente de fuentes de energía renovable, durante el tiempo de licencia de la planta de generación eléctrica. Este período se incrementó de 8 a 12 años con el nuevo Decreto Ley.

El cálculo de las tarifas garantizadas corresponde a la suma de los costos evitados y los beneficios ambientales por el uso de fuentes de energía endógenas. La parte ambiental de la tarifa se fundamenta el valor unitario de las emisiones de CO₂ evitadas por una planta de referencia (370g CO₂/kWh y 75€/ton). El sistema de tarifas garantizadas es regularmente actualizado con base en el índice de precios del consumidor.

Tabla 4.16 Tarifas garantizadas en Portugal en 2003

Fuente energética	ct€/kWh
Hidroelectricidad P ≤ 10 MW	7,2
Viento < 2 000 horas de carga completa	8,31
Viento 2 000 – 2 200 horas de carga completa	8,2
Viento 2 200 – 2 400 horas de carga completa	8,021
Viento 2 400 - 2 600 horas de carga completa	7,8
Viento 2 600 – 2 800 horas de carga completa	7,56
Viento > 2 800 horas de carga completa	7,25
Biomasa	6,198
Solar fotovoltaica < 5 kW	41
Solar fotovoltaica 5 kW < P < 50 MW	22,4

Fuente: Vries, H.J., et., al., op. cit., p. 88.

El Decreto Ley 339 de 2001 estableció tarifas garantizadas diferenciadas según la tecnología y el régimen de operación de la planta generadora, permitió la compensación de las autoridades

locales cuando se construyeran granjas de viento en sus municipalidades, y creó las condiciones para desarrollar proyectos con tecnologías emergentes, con alto potencial en el mediano plazo, como la energía solar fotovoltaica, la energía mareomotriz y la biomasa.²³¹

4. Sistemas de cuotas y certificados verdes²³²

El sistema de certificados verdes se basa en la determinación de un porcentaje anual de generación o consumo de electricidad proveniente de fuentes de energía renovable, denominado «cuota». Este porcentaje puede ser alcanzado, según las medidas regulatorias en cuestión, a través de la compra de certificados verdes o por la generación directa de la electricidad usando fuentes de energía renovable.

Los propietarios de las plantas de generación participan en dos mercados: el mercado mayorista donde venden la electricidad renovable al precio establecido por la oferta y la demanda; y el mercado donde vende los certificados verdes. Debido los costos de generación para las plantas que utilizan fuentes de energía renovable, los propietarios deben vender los certificados verdes para que sus proyectos sean rentables.

Algunos Estados han implementado este sistema bajo el nombre de portafolio estándar de energías renovables²³³. En efecto, no hay diferencia en el funcionamiento de ambos sistemas. Ambos requieren del establecimiento de una cuota de generación o consumo y de la subsistencia de dos mercados, el de electricidad y el de los certificados verdes. La defensa de este sistema se fundamenta en la posibilidad de acoplarlo con un mercado eléctrico liberalizado, sus promotores piensan que estos funcionarían armónicamente. *«Si también el mercado de la electricidad está completamente liberalizado e integrado, habrá una tendencia de igualar los precios de la*

²³¹ *Ibíd.*, p. 87.

²³² En la literatura es común encontrar otros nombres o siglas que hacen referencia al sistema de certificados verdes, por ejemplo, certificados de energías renovables o TGC que viene del inglés *Tradable Green Certificate*.

²³³ Este sistema es idéntico al sistema de certificados verdes y es conocido por la sigla RPS que viene del inglés *Renewable Portfolio Standard*.

*electricidad renovable»*²³⁴. Sin embargo, en la actualidad no existe un sector eléctrico en tales condiciones ni se tienen resultados exitosos del funcionamiento de este sistema de apoyo.

Unas de las debilidades percibidas de este sistema de apoyo incluyen: la etapa inicial de desarrollo, la complejidad del sistema y el riesgo respecto al rezago de las tecnologías menos maduras, debido a que el sistema sólo promueve el uso de las tecnologías que presentan los menores costos.²³⁵

4.1. Austria

Durante el período 2000-2002 fue instaurado este sistema de apoyo con el objetivo de incrementar la participación de pequeñas centrales hidroeléctricas, con capacidad entre 10 kW y 10 MW, hasta 8 % de la generación total de electricidad. Como la cuota establecida fue sobre el consumo; los usuarios finales debían probar que el 8 % de la electricidad que consumían provenía de pequeñas centrales hidroeléctricas, de lo contrario, debían pagar una multa, que representaba la diferencia entre el costo promedio de producción y el precio del mercado.²³⁶

4.2. Bélgica

En Bélgica, el sistema de certificados verdes no es unificado, éste es diferente para cada una de las regiones: Flandes, Valonia y Bruselas.

Flandes

En el año 2002, la región de Flandes introdujo el sistema de certificados verdes, y definió los límites mínimos de electricidad proveniente de fuentes de energía renovable que deben certificar

²³⁴ Jansen, J.C., Uyterlinde, M.A., “A fragmented market on the way to harmonisation? EU policy-making on renewable energy promotion”, *Energy for Sustainable Development*, vol. VIII, N° 1, March, 2004, pp. 93-107.

²³⁵ Ragwitz, M., et. al., op. cit.

²³⁶ De Vries, H.J., et. al., op. cit., p. 17.

los poseedores de licencias de distribución eléctrica, así: 1,4 % en el año 2002; 2,05 % en el año 2003; 3 % en el año 2004 y 5 % para el año 2010. Si el suministrador no cumple la cuota, éste debe pagar una multa que ha sido definida de la siguiente manera: € 50 en el año 2002 y € 124 en el año 2005. A partir del año 2003, la electricidad generada mediante el uso de fuentes de energía renovable procedente de otras regiones fue elegible para cumplir la cuota; sin embargo, es excluida de la excepción de cargos por distribución, que es válida sólo para generación de electricidad a nivel nacional.²³⁷

Valonia

Aunque el sistema de certificados verdes en Valonia no ha sido implementado; la cuota obligatoria que deberían certificar los suministradores de la electricidad; el precio de los certificados verdes; y la multa para quienes no cumplan con el porcentaje definido, ya han sido establecidos. La cuota sería de 3 % en el primer año, y sufriría un incremento de 1 % anual hasta llegar a 7 % en los siguientes cuatro años. El precio de los certificados verdes sería de € 65. Y la multa para los distribuidores que no reúnan la cuota sería de € 75 por certificado en el primer año.²³⁸

Bruselas

La región de Bruselas ha diseñado un sistema de certificados verdes que hasta el momento no ha entrado en funcionamiento.

²³⁷ Verbruggen, A., “Tradable green certificates in Flanders (Belgium)”, *Energy Policy*, vol.32, issue 2, 2004, pp. 165-176.

²³⁸ De Vries, H.J., et. al., op. cit., p. 23.

4.3. Italia

El Decreto 11/11/99 introdujo el sistema de certificados verdes comerciales en consonancia con el Decreto Ley 79/99, para la reestructuración del subsector eléctrico italiano, con el objetivo de crear un ambiente competitivo para las energías renovables.

Para viabilizar el funcionamiento del sistema de certificados verdes comerciables, en el año 2002, el gobierno instauró una medida que obligaba a todos los propietarios de plantas generadoras a certificar que al menos el 2 % de su electricidad proviniera de fuentes de energía renovable, con la excepción de las plantas que utilizaran fuentes de energía renovable, los sistemas de cogeneración y los primeros 100 GWh/año de cada compañía de generación.

Los certificados verdes son emitidos con base en la producción del año previo o en concordancia con la cantidad previsible de energía eléctrica que se espera generar por el operador solicitante para el siguiente año. Los certificados verdes son conservados por el operador del sistema de transmisión²³⁹, quien los comercializa directamente. Después de los primeros 8 años de operación de la planta, ésta no recibirá más certificados verdes, por lo que tendrá que competir en el mercado mayorista de electricidad. Los certificados verdes pueden ser vendidos separadamente de la electricidad generada; el mercado específico para este fin es operado por el gestor del mercado eléctrico²⁴⁰. Los propietarios de las plantas de generación eléctrica obligados a certificar la cuota del 2 % pueden comprar los certificados verdes al operador del sistema de transmisión, construir nuevas plantas que utilicen fuentes de energía renovable, o re-potenciar las antiguas.²⁴¹

Los propietarios de las plantas de generación eléctrica que se benefician del sistema de tarifas garantizadas no pueden obtener certificados verdes.²⁴²

²³⁹ El operador del sistema de transmisión es denominado GRTN por su nombre en italiano.

²⁴⁰ El nombre de esta institución en italiano es *Gestore del Mercato Elettrico S.p.A.*

²⁴¹ Lorenzoni, A., op. cit.

²⁴² De Vries, H.J., et. al., op. cit., p. 69.

4.4. Suecia

En el año 2002, el Proyecto de ley de energía promovió el sistema de certificados verdes para incentivar el uso y la generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovable. La meta consistió en incrementar, para el 2010, el consumo de electricidad proveniente de fuentes de energía renovable en 10 TWh, lo que equivaldría a 16,9 % del consumo total de electricidad. Este sistema fue instaurado en mayo en el año 2003.

Las fuentes que pueden obtener un certificado verde son la energía solar, la energía eólica, la biomasa, la energía geotérmica, la energía de las olas y las pequeñas centrales hidroeléctricas con una capacidad inferior a 1,5 MW²⁴³.

El sistema consiste en la definición de una cuota obligatoria que debe ser comprobada por los consumidores a través de los certificados verdes²⁴⁴. Los suministradores de energía administran la el cumplimiento de la cuota obligatoria y pueden cobrar a sus clientes el valor de los certificados verdes. El cargo es comunicado al consumidor en la factura de energía eléctrica, y es estimado en 0,55 ct€/kWh.

Si la cuota no es alcanzada, el gobierno impone una penalidad. En el año 2003 esta multa fue de 1,93 ¢€/kWh; y en el 2004 de 2,63 ¢€/kWh.

Los certificados verdes son puestos en el mercado a un precio mínimo que el gobierno se compromete a pagar. En el año 2003 este precio fue de 0,66 ¢€/kWh. En el año 2004 el precio por cada certificado fue de € 6,61; en el 2005 fue de € 5,51; en el 2006 fue de €4,4; en el 2007 fue de € 3,31 y para el año 2008 se espera un precio de € 2,2.²⁴⁵

²⁴³ Existen algunas excepciones a esta capacidad.

²⁴⁴ En la fase inicial del esquema, las industrias intensivas en energía están exentas de la obligación.

²⁴⁵ De Vries, H.J., et. al., op. cit., p. 100.

4.5. Reino Unido

El sistema de certificados verdes²⁴⁶ en el Reino Unido fue implementado en abril del año 2000. El sistema consiste en exigir a las compañías de generación que suministren cierto porcentaje de electricidad proveniente de fuentes de energía renovable a la red. Las compañías reciben un certificado por cada unidad de energía eléctrica que suministren. Si la meta no es alcanzada, la compañías puede comprar su cuota a un precio de 4,8 €/kWh. El dinero recaudado de las multas es distribuido entre las compañías que sí cubrieron su cuota de generación con fuentes de energía renovable, la distribución del dinero es proporcional al número de certificados que presente la compañía.²⁴⁷

5. Sistemas de oferta

El sistema de oferta consiste en una subasta en la que el Estado determina la capacidad eléctrica que debe ser alcanzada mediante el uso de tecnologías renovables. Los desarrolladores de proyectos proponen el precio (€/kWh generado) que esperan recibir durante el tiempo de operación de la planta. Los proyectos seleccionados son aquellos que ofrece el precio más bajo.

Previo a la subasta, el Estado ha establecido la cantidad de energía eléctrica que debe ser generada y los tipos de fuentes de energía renovable que deben ser utilizados. Así, los proyectos eólicos compiten con otros proyectos eólicos pero no con proyectos de utilizan biomasa o pequeñas centrales hidroeléctricas. La oferta marginal aceptada es la que define el precio de la banda tecnológica.²⁴⁸ El Estado también define los incrementos anuales de energía eléctrica y el precio a largo plazo.

Para dinamizar este sistema de apoyo, el Estado obliga a las compañías de distribución eléctrica a comprar la electricidad renovable a un precio fijo. La diferencia entre el precio fijo y el precio del

²⁴⁶ En la literatura este mecanismo es encuentra como *Renewables Obligation Certificates* (ROC). Mitchell, C., (2004), et. al., op. cit.

²⁴⁷ De Vries, H.J., et. al., op. cit., p. 104.

²⁴⁸ *Ibíd.*, p. 13.

mercado mayorista es reembolsada a las compañías distribuidores. El recaudo del impuesto sobre la electricidad que deben pagar todos los consumidores finales es el que financia este mecanismo.

Los sistemas de oferta no han sido exitosos por el alto nivel de incertidumbre en el largo plazo²⁴⁹. Los desarrolladores de proyectos sólo tienen asegurada la compra de electricidad durante el período establecido en la subasta. Si ellos desean continuar operando la planta tendrían que participar en una siguiente ronda de oferta que presente las mismas características en cuanto al uso de la tecnología, es decir, si el proyecto en cuestión usa turbinas eólicas, éste sólo podría participar en una ronda de oferta que promueva la energía eólica. Además, el propietario de la planta debe asumir el riesgo de no ser seleccionado sino oferta el precio más bajo por kWh.

5.1. Francia

El sistema de oferta francés se introdujo en 1995 a través del «*Programme Eole 2005*». Este programa tenía como objetivo la instalación de 500 MW con turbinas de viento para el año 2005. El sistema estuvo a cargo de la compañía estatal *Électricité de France*, quien seleccionaba los proyectos con los costos unitarios de la electricidad más bajos. Los proyectos ganadores obtenían contratos de 25 años y recibían por la electricidad generada 4,5 ¢€/kWh aproximadamente.²⁵⁰

5.2. Irlanda

El sistema de oferta irlandés²⁵¹ tiene por objetivo crear un régimen de competencia entre los generadores de electricidad que utilizan fuentes de energía renovable. Los generadores seleccionados en la oferta venden su electricidad a la ESB²⁵² por un período de 15 años, a unas tarifas que se basan en el precio por unidad de electricidad. Desde 1994 hasta el momento, se han realizado seis rondas de oferta.

²⁴⁹ Jansen, J.C., et. al., op. cit.

²⁵⁰ Vries, H.J., et. al., op. cit., p. 37.

²⁵¹ En Irlanda este sistema es conocido como *Alternative Energy Requirement*.

²⁵² ESB es una empresa de servicios del Estado.

La primera ronda fue en 1994 con el fin de instalar 75 MW provenientes de turbinas de viento, pequeñas centrales hidroeléctricas, plantas de biomasa, desechos sólidos y cogeneración. La vigencia de los contratos suscritos fue de 15 años.²⁵³

La segunda ronda fue en 1995. El objetivo fue promover el uso de la biomasa y de los desechos para generar electricidad. Las compañías ganadoras fueron *Foster Wheeler Power Systems* y ESB Generación Eléctrica, que se comprometieron a instalar una planta de 30 MW. La tarifa establecida fue de 0,041 €/kWh por un período de 15 años.²⁵⁴

En abril de 1997 se hizo la tercera oferta para instalar 100 MW desagregados de la siguiente manera: 90 MW de turbinas de viento, 7 MW de biomasa y 3 MW hidroelectricidad. La oferta se realizó para cada tecnología por separado. Se estableció un tamaño máximo de 15 MW para los parques eólicos. La tarifa acordada fue de 0,028 €/kWh.²⁵⁵

La cuarta oferta se realizó en septiembre de 1997, para apoyar la venta de los excedentes de electricidad de las plantas de cogeneración por un período de 15 años. En la oferta pudieron participar plantas ya existentes y proyectos nuevos; para los proyectos existentes el límite de capacidad fue de hasta 25 MW; y para las plantas nuevas hasta 10 MW. La tarifa establecida fue de 0,038 €/kWh.²⁵⁶

La quinta oferta se realizó en agosto del año 2001. El objetivo consistió en instalar 255 MW desagregados de la siguiente manera: 200 MW a través de parques eólicos grandes ($P > 3$ MW); 40 MW mediante parques eólicos pequeñas; 10 MW de biomasa y desechos; y 5 MW pequeñas centrales hidroeléctricas. Los proyectos seleccionados debieron ser instalados y operados antes del 31 de diciembre del año 2004. Las tarifas quedaron de la siguiente manera: 0,045 a 0,048 €/kWh para turbinas eólicas grandes; 0,0472 a 0,053 €/kWh para turbinas eólicas pequeñas;

²⁵³ De Vries, H.J., et. al., op. cit., p. 57-58.

²⁵⁴ *Ibid.*, p. 58.

²⁵⁵ *Ibid.*, pp. 58-59.

²⁵⁶ *Ibid.*, p. 59.

0,038 a 0,059 €/kWh para biomasa y desechos; y 0,064 €/kWh para pequeñas centrales hidroeléctricas.²⁵⁷

Tabla 4.17 Sistema de oferta en Irlanda desde 1994 a 2003

Nº	Año	Energía	CP(CA)*	ERDF	ct€/kWh
I	1994	Eólica	73(46)	Fue inicialmente ofrecido pero no requerido	7,8-8,4 y 3,1-3,2**
					5,1***
		Hidroelectricidad, Biomasa	4(2,5)		5,1
		Desechos	12(12)		5,1
		CHP	22(16)		5,1
		Total	111(76,5)		
II	1995	Biomasa y desechos	30(0)	8'230.000€ ofrecidos pero más tarde rechazados	4,6
III	1997	Eólica	90(0)	82.278€/MW	≤4,9
		Hidroelectricidad y biomasa	3(0)	82.278€/MW	≤4,9
		Desechos	7(0)	82.278€/MW	≤4,9
		Planta piloto de olas	5(0)	1'270.000€	≤6,9
		Total	105(0)	El subsidio ERDF figuró como obligatorio en la oferta	
IV	1997	CHP existente	10	50.632€/MW	3,8
		CHP nueva	25	El subsidio ERDF figuró como obligatorio en la oferta	3,8
V	2001	Eólico grande	200		Tope de 4,8
		Eólico pequeño	40		Tope de 5,3
		Biomasa y desechos	10		Tope de 5,9
		PCH	5		Promedio 6,4
VI	2003	Eólico grande	400		5,216
		Eólico pequeño	85		5,742
		Eólico marino	50		8,4
		Hidroeléctrica y biomasa	8		7,018
		Digestión anaerobia de biomasa	28		6,412
		Biomasa CHP	2		7

* CP: capacidad propuesta. CA: los valores entre paréntesis hacen referencia a la capacidad instalada.

** Estas tarifa es otorgada para las horas comprendidas entre 8:00 a.m. y 9:00 p.m. de lunes a viernes.

*** Esta tarifa es otorgada en horas de noche y para los fines de semana.

Fuente: Ener Iure, 2002b, página 12, tomada de Vries, H.J., et. al., op. cit. pp. 57-61.

²⁵⁷ *Ibid.*, pp. 59-60.

La sexta oferta fue en febrero del año 2003. El objetivo consistió en instalar 578 MW desagregados en las siguientes bandas tecnológicas: 400 MW de energía eólica a gran escala; 85 MW de energía eólica a pequeña escala; 50 MW energía eólica en plataformas marinas; 8 MW de biomasa; 28 MW biomasa para cogeneración; 2 MW procedentes de digestión anaerobia de biomasa y 5 MW de pequeñas centrales hidroeléctricas. Las tarifas fueron acordadas de la siguiente manera: 5,216 ¢€/kWh para la energía eólica a gran escala; 5,742 ¢€/kWh para la energía eólica a pequeña escala; 8,4 ¢€/kWh para la energía eólica en plataformas marinas; 7,018 ¢€/kWh para pequeñas centrales hidroeléctricas; 6,412 ¢€/kWh para la biomasa; 7,0 ¢€/kWh para la biomasa en digestión anaerobia y 7,0 ¢€/kWh para biomasa en cogeneración.²⁵⁸

6. Acuerdos voluntarios

Los sistemas de apoyo de naturaleza regulatoria, tributaria y subsidiaria se caracterizan por la intervención del Estado en su implementación y funcionamiento. En contraste, existe otro sistema de apoyo que se basa en la voluntad de los consumidores para comprar electricidad renovable, como cualquier otra mercancía, en un mercado para dicho fin, a un precio que es superior a la tarifa de electricidad convencional. Según el Estado en el que se implemente este sistema, las compañías generadoras participantes podrían recibir apoyos gubernamentales, como en Suecia y Países Bajos, o desarrollar su actividad bajo las fuerzas del mercado como se realiza en Alemania.

En términos de efectividad, los impactos de este instrumento sobre el incremento de la electricidad proveniente de fuentes de energía renovable son insignificantes.²⁵⁹ A pesar de la compatibilidad con el mercado eléctrico liberalizado,²⁶⁰ característica destacada por quienes consideran que la promoción de la electricidad renovable debe ser armónica con el proceso de liberalización de los mercados eléctricos europeos.

²⁵⁸ *Ibid.*, p. 60.

²⁵⁹ Huber, C., et. al., op. cit.

²⁶⁰ Markard, J., et. al., op. cit.

Surgen algunas preguntas respecto a este sistema de apoyo: ¿Cuántas personas puede ir al mercado de la electricidad renovable a comprar cierta cantidad de un producto indispensable en la canasta familiar, cuando existe, todavía, marginalidad económica y social? ¿No es acaso este sistema un fetichismo a la mercancía que rebasa y postra a los Estados nacionales?

6.1. Países Bajos

El sistema de acuerdos voluntarios en los Países Bajos fue enunciado a través del Plan de acción ambiental (1991-2000)²⁶¹. Este plan tuvo como objetivo promover la eficiencia energética y las fuentes de energía renovable. Una de sus metas consistió en alcanzar una penetración de 3,2 % de electricidad proveniente de fuentes de energía renovable para finales del año 2000.

Los acuerdos voluntarios se realizaron entre las compañías del sector energético y el Ministerio de Asuntos Económicos. Éstos consistieron en que todas las compañías de energía en los Países Bajos se comprometían en reducir las emisiones de CO₂. Las empresas de servicios diseñaron e implementaron sus propios programas, los cuales fueron financiados por un impuesto sobre el consumo de energía de 1,8 % en promedio. En 1997, las empresas de servicios introdujeron un sistema de certificados verdes para distribuir entre ellos mismos de una manera equitativa la carga ocasionada por los costos de generación de la electricidad proveniente de fuentes de energía renovable.²⁶²

²⁶¹ El plan de acción medioambiental es denominado en neerlandés como *Milieu Actie Plan*. Dinica, V., Arentsen, M.J., “Green certificate trading in the Netherlands in the prospect of the European electricity market”, *Energy Policy*, vol.31, issue 7, October, 2005, pp. 609-620.

²⁶² Dinica, V., et. al., op. cit.

6.2. Suecia

Este sistema fue introducido en 1996 por la Sociedad Sueca para la Conservación Natural, a través del etiquetamiento²⁶³ de la electricidad proveniente de fuentes de energía renovable y plantas de cogeneración a base de biocombustibles.

Tabla 4.18 Sistemas de apoyo en la Unión Europea 15

Estados Miembros	Mecanismos Subsidiarios	Mecanismos Tributarios	Tarifa Garantizada	Certificados Verdes	Sistema de Oferta	Precios Verdes
Alemania	✓	-	✓	-	-	-
Austria	✓	✓	✓	✓	-	-
Bélgica	✓	✓	✓	✓	-	-
Dinamarca	✓	✓	✓	-	-	-
España	✓	-	✓ prima	-	-	-
Finlandia	✓	-	✓	-	-	-
Francia	✓	-	✓	-	✓	-
Grecia	✓	-	✓	-	-	-
Irlanda	-	✓	-	-	✓	-
Italia	✓	-	✓ prima	✓	-	-
Luxemburgo	✓	✓	✓	-	-	-
Países Bajos	✓	✓	✓	-	-	✓
Portugal	✓	✓	✓	-	-	-
Suecia	✓	✓	-	✓	-	✓
Reino Unido	✓	✓	-	✓	-	-

7. Criterios para analizar los sistemas de apoyo

7.1. Eficacia - Efectividad

Este criterio se fundamenta en el logro del objetivo político, es decir, en incrementar la participación de la electricidad proveniente de fuentes de energía renovable en la matriz energética, sin prestar excesiva atención a los costos necesarios para lograr dicho objetivo. Puesto que estos son mitigados a través de la puesta en marcha del sistema de apoyo.

²⁶³ La etiqueta fue conocida como *Bra Miljöval*.

La efectividad de un sistema de apoyo depende significativamente de la credibilidad. La estrategia promocional debe ser garantizada con alta credibilidad, independientemente, de cual sea el sistema de apoyo a implementar. Si el sistema de apoyo cambiado antes de su etapa final, entonces debe ser planificado un período transitorio donde coexista el antiguo y nuevo sistema.²⁶⁴

7.3. Eficiencia - Competitividad

El objetivo de este criterio es minimizar los costos totales, en otras palabras, el sistema debe proveer incentivos para que los inversionistas seleccionen las tecnologías, los tamaños de las plantas y los sitios que presenten los menores costos de generación y de capital.²⁶⁵

Tabla 4.19 Comparación entre el sistema de apoyo

Sistemas de apoyo	Tarifa garantiza	Certificados verdes nacional	Certificados verdes internacional	Sistema de oferta
Asegurar la extensión de un portafolio de tecnologías para generar electricidad renovable	++	-	--	++
Permitir una meta ambiciosa de electricidad renovable en el corto plazo	++	--	-/+	+
Minimizar los costos de los sistemas de generación	-/+	+/-	+/-	+
Minimizar los costos transferidos a los consumidores	++	-	-/+	+
Impulsar la competencia entre los generadores	--	+	++	++
Conducir hacia una carga homogénea entre los consumidores en el tiempo	++	--	+	+
Puede contribuir a partición de carga internacional justa para los consumidores	-	-	+	-

Fuente: Huber, C., et. al., op. cit.

En la tabla 4.17 se presenta una comparación de los sistemas de apoyo (tarifas garantizadas, certificados verdes a nivel nacional e internacional y el sistema de oferta) de acuerdo a siete aspectos que se desprenden de los criterios de eficacia y de eficiencia.

²⁶⁴ Huber, C., Faber, T., Haas, R., Resch, G., “Organising a joint green European electricity market: the model ElGreen”, *Renewable Energy*, vol. 29, issue 2, February, 2004, pp. 197-210

²⁶⁵ Huber, C., et. al., op. cit.

Respecto al sistema de tarifas garantizadas se concluye que éstas permiten desplegar mejor un portafolio que incluya todas las tecnologías; vislumbrar metas ambiciosas en el corto plazo; y minimizar los costos transferidos a los consumidores. Estos elementos dan cuenta de la eficacia del sistema del sistema de apoyo.

Los certificados verdes se destacan por impulsar la competencia entre los propietarios de las plantas generadoras tanto a nivel nacional como internacional.

Los sistemas de oferta al ser altamente regulados, pueden ser conducidos de manera que los resultados de la promoción de la electricidad proveniente de fuentes de energía renovable sea eficaz y eficiente.

8. Conclusiones

Los subsidios a los combustibles fósiles, la no internalización de los impactos negativos derivados de la explotación de los recursos naturales agotables, la subordinación ante el capital financiero, entre otros aspectos, han desatado condiciones desfavorables que impiden promover decididamente las fuentes de energía renovable en la generación de electricidad. Por esta razón, los sistemas de apoyo o mecanismos de incentivo juegan un rol fundamental en las políticas energéticas que promueven fuentes.

Los sistemas de apoyo instrumentalizan la política encauzando los esfuerzos institucionales con el objetivo de alcanzar una meta específica. Una política bien formulada incluye un conjunto de sistemas de apoyo que interactúan entre sí para impulsar el desarrollo de los planes, programas y proyectos.

Una clasificación simple de los sistemas de apoyo permite identificar cuatro categorías: subsidiaria, tributaria, regulatoria y de mercado. En las políticas nacionales europeas es común encontrar diferentes sistemas de apoyo funcionando simultáneamente. En Austria, Bélgica, Dinamarca, Luxemburgo, Países Bajos, Portugal, Suecia y Reino Unido, por ejemplo, existe una mezcla de mecanismos subsidiarios, tributarios y regulatorios operando paralelamente. En Alemania, España, Finlandia, Francia, Grecia e Italia se han instaurado sistemas de apoyo subsidiarios y regulatorios. Una característica a destacar es que en todos los Estados miembros se

ha implementado, al menos, un sistema de apoyo regulatorio dentro del conjunto de mecanismos de la política.

Respecto a los sistemas de apoyo de mercado (acuerdos voluntarios) es conveniente destacar que aunque estos presentan un nivel mayor de compatibilidad con los mercados eléctricos liberalizados, no pueden reemplazar a los sistemas de apoyo regulatorios, si el objetivo es ir hacia una oferta energética con mayor contenido ambiental mediante el incremento de las fuentes de energía renovable en la matriz energética. Por lo tanto, es indispensable diseñar cuidadosamente las políticas, teniendo presente que la combinación de éstas tienen mayor incidencia en el logro de las metas.

Los efectos de los sistemas de apoyo en la industria manufacturera difieren según el mecanismo de incentivo. Las tarifas garantizadas promueven la manufactura de tecnologías menos maduras, como la fotovoltaica, ya que cubren los proyectos de investigación, desarrollo y demostración otorgando tarifas con un nivel mayor de incentivo. De esta manera, se impulsa un proceso de aprendizaje tecnológico, lo que a su vez ocasiona en el mediano y largo plazo, la disminución de los costos de la tecnología ($kW_{\text{instalado}}$) y de la energía (kWh). Los certificados verdes no promueven la manufactura de las tecnologías, ya que estos se enfocan en el desarrollo del mercado de tecnologías maduras.

Respecto a la inversión, las tarifas garantizadas ofrecen mínimos riesgos de inversión para los propietarios de plantas generadoras independientes, ya que otorgan un precio fijo por kWh de energía entregada la red eléctrica durante largo período de tiempo (15 a 20 años). Aunque el sistema de tarifas garantizadas no es compatible con los mercados eléctricos liberalizados ni con un mercado competitivo, éste alienta más la inversión que los demás sistemas de apoyo.

En cuanto a los costos, el sistema de tarifas garantizadas escalonadas reducen los excedentes, en comparación a un sistema de cuotas con certificados verdes en un mercado armonizado; reduciendo los costos para el consumidor final que es quien financia el uso de fuentes de energía renovable a través del pago de la factura de energía eléctrica. Adicionalmente, el sistema de tarifas garantizadas puede ser diseñado para promover un portafolio extenso de tecnologías renovables. Esta caracteriza garantiza la difusión del mercado más rápido para las tecnologías menos maduras, lo cual conduce a una eficiencia dinámica mayor.

La tarifa garantizada ha mostrado ser un instrumento efectivo para promover la generación de electricidad proveniente de fuentes de energía renovable.

La eficiencia económica y la efectividad de los diferentes sistemas de apoyo dependen de la relación entre el costo unitario de la electricidad y la capacidad de generación instalada. Si la curva de costos es plana, los gastos públicos para generar cierta cantidad de electricidad renovable son bajos. Si la curva de costos es empinada, entonces se requieren de estrategias de promoción bien diseñadas.

Capítulo cinco

¿Armonización o diversificación?

Introducción

La discusión en la que se aborda el proceso de armonización o diversificación de los sistemas de apoyo o mecanismos de incentivo sería insuficiente si en ella no se tiene en cuenta el proceso de liberalización de los mercados eléctricos europeos.

En 1996 fue aprobada la Directiva 96/92/CE con el objetivo de crear un mercado eléctrico interno común. De acuerdo con este documento legislativo, dicho mercado sólo era posible si todos los Estados miembros transformaban el esquema de gestión y coordinación de los subsectores eléctricos a un esquema de mercado abierto. Siguiendo las directrices de la Unión Europea, la medida que indica el grado de apertura consiste en que todos los consumidores finales puedan elegir la compañía de distribución eléctrica que les ofrezca el mejor servicio. Ya que dicho mercado es común para la región, estos pueden elegir compañías de distribución de otros Estados miembros. Por mandato de la Directiva 2003/54/CE que derogó la anterior (Directiva 96/92/CE), la apertura total del mercado debió realizarse en el año 2007; sin embargo, ésta no ha sido homogénea porque los procesos no fueron simultáneos y en la mayoría de los Estados miembros no hubo un incremento de compañías de distribución ni gran participación de compañías de distribución extranjeras europeas, en contraposición, ocurrió todo lo contrario, las compañías nacionales se fusionaron. Este es el contexto relativo al mercado eléctrico europeo en el que deben proponerse y desarrollarse las iniciativas que impulsan el uso de fuentes de energía renovable en la generación eléctrica.

Las iniciativas institucionales para promover la generación de electricidad mediante el uso de fuentes de energía renovable han sido influenciadas por el mercado interior de electricidad europeo. Esto puede observarse en el artículo 3º de la Directiva 2001/77/CE, donde se designa a

la Comisión Europea para elaborar y presentar en octubre de 2005 una propuesta marco sobre los sistemas de apoyo; allí se hace énfasis en que dicha propuesta debe ser compatible con los principios del mercado interior de electricidad. Como ya se comentó, estos principios son los que rigen un mercado liberalizado.

Debido a que la Comisión Europea consideró inconveniente la presentación de una propuesta marco en la fecha determinada, se inició el período transitorio de 7 años estipulado en el mismo artículo de la Directiva. Durante este tiempo, los Estados miembros continúan con los sistemas de apoyo que ya habían instaurado, con el fin de crear un ambiente de seguridad entre los inversionistas y continuar los procesos nacionales iniciados antes de la aprobación de la Directiva 2001/77/CE. Se prevé que la propuesta marco será emitida para el año 2012 cuando finalice el período transitorio. Este marco comunitario podría estar constituido por una propuesta de armonización o diversificación de uno de los sistemas de apoyo. La primera consistiría en la implantación de un mismo mecanismo de incentivo para todos los Estados miembros. El segundo consistiría en que cada Estado miembro implantaría el conjunto de sistemas de apoyo que considere más conveniente para lograr sus objetivos políticos, y los Estados miembros que deseen establecer sistemas de apoyo comunes entre ellos pueden hacerlo sin que la medida quede impuesta a nivel regional.

Estas dos tendencias, armonización y diversificación, tienen su cimiento en dos corrientes antagónicas. Mientras la armonización es impulsada desde los ideales del mercado, la eficiencia económica y la tecnocracia; la diversificación es promovida por la noción de efectividad política en cuanto a la solución una de situación social, económica y ambientalmente problemática. Quienes promueven un sistema armonizado consideran que la diversificación ocasiona distorsiones en la competencia, por ende, en el mercado eléctrico, por lo tanto, sugieren el establecimiento de reglas comunes con el fin de eliminar tales distorsiones. Quienes promueven la diversificación, dan a conocer los beneficios sociales, ambientales y económicos que resultan del uso de las fuentes de energía renovable a nivel local, regional y nacional que no serían conseguidos mediante un sistema armonizado.

Teniendo en cuenta lo anterior, surgen los siguientes cuestionamientos ¿Será que las contradicciones entre la política liberalizadora del mercado eléctrico y la política para promover la electricidad renovable evidencian problemas estructurales de índole económico? ¿El

aprovechamiento efectivo de las fuentes de energía renovable endémicas implicaría un cambio estructural y conceptual de la economía y la política en la Unión Europea?

Los cuestionamientos anteriores van más allá de los objetivos de este capítulo; sin embargo, es conveniente esbozarlos en la medida que invitan a reflexionar sobre la economía actual, la cual está sustentada en la explotación de las fuentes de energía finitas, ocasionando grandes impactos negativos de carácter ecológico, social y económico.

El proceso de armonización o diversificación será desarrollado en este capítulo en tres puntos. En el primer punto se presentarán los resultados del documento de la Comisión Europea. Donde esta institución evalúa los sistemas de apoyo y da su concepto respecto al establecimiento de un marco comunitario en esta materia. En el segundo punto se describirán y presentarán los resultados de tres proyectos, financiados por la Comisión Europea y desarrollados por diferentes centros de investigación y consultoría de la región, que consisten en el desarrollo de modelos computacionales que, entre otras cosas, simulan el proceso de armonización o diversificación de sistemas de apoyo. En el punto tres se contrastan y discuten los resultados de los modelos computacionales presentados en el numeral anterior.

1. Comunicación de la Comisión – El apoyo a la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovable - COM (2005) 627 Final²⁶⁶

Para realizar la evaluación de los sistemas de apoyo, la Comisión Europea los agrupó de la siguiente manera: sistema de primas en las tarifas (tarifas garantizadas o *feed-in tariff*), certificados verdes, sistemas basados en licitaciones (certificados verde combinado con un sistema de oferta) e incentivos fiscales.

Debido a las diferencias entre los Estados miembros respecto a la implementación de los sistemas de apoyo, la diversidad de recursos energéticos y los diferentes costos de generación, la evaluación fue desarrollada individualmente para cada fuente energética. Sin embargo, en la

²⁶⁶ CCE, COM (2005) 627 final, op. cit.

primera parte del documento se presentan resultados generales de cada uno de los sistemas de apoyo.

La Comisión Europea comenta que los sistemas de tarifas garantizadas tienen la ventaja de ofrecer seguridad en la inversión, posibilitar ajustes en su funcionamiento y promover tecnologías emergentes a mediano y largo plazo. Dentro de las desventajas destaca que son difíciles de armonizar a nivel europeo, distorsionan el mercado interior de electricidad y podrían implicar financiación excesiva.

Respecto a los certificados verdes comenta que son instrumentos de mercado que tienen la capacidad, en teoría, de garantizar la mayor rentabilidad para los inversionistas con un mayor riesgo. Destaca el hecho que este sistema puede funcionar correctamente en un mercado único europeo. Como desventaja plantea que las tecnologías con un nivel de maduración inferior no serían promovidas con este tipo de sistemas; y que los costos de administración inherentes al funcionamiento del sistema son elevados.

Sobre los sistemas de oferta afirma que estos aprovecharían al máximo las fuerzas del mercado. Como desventaja destaca que su carácter de restricción-expansión no da lugar a condiciones estables; además, podrían no desarrollarse los proyectos si las ofertas son bajas.

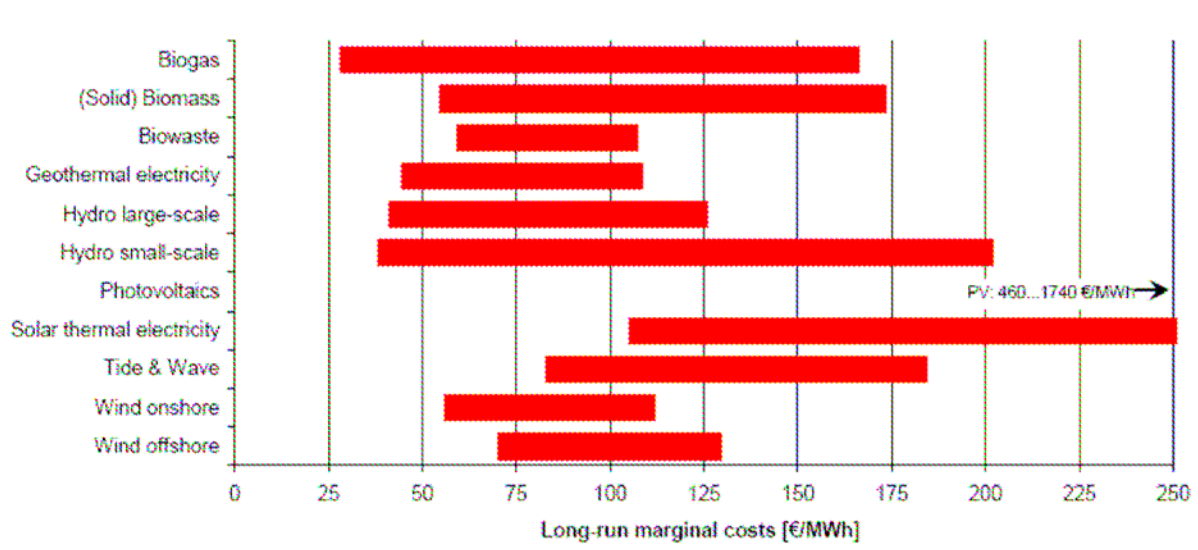
Sobre los incentivos fiscales comenta que en todos los Estados miembros, con excepción de Finlandia, este instrumento se usa como un mecanismo complementario.

1.1 Evaluación del rendimiento

El rendimiento de los sistemas de apoyo fue valorado para cada una de las fuentes de energía renovable con base en los costos de generación y la eficacia de los mismos.

Aunque existen análisis de costos de generación que presentan los valores consolidados por fuente para toda la Unión Europea 15, estos no son muy útiles para realizar un análisis de coste-eficacia debido a que los resultados corresponden a grandes intervalos, que reflejan las diferencias significativas de los costos de generación entre los Estados miembros y dificulta el análisis pormenorizado (Gráfica 5.1).

Gráfica 5.1 Costos de generación marginal de largo plazo para el año 2002 de las diferentes tecnologías que usan fuentes de energía renovable



Fuente: Ragwitz, M., et. al., op. cit.

Por lo expuesto en el párrafo anterior, el documento presenta un análisis de costos por tecnología y una evaluación de la eficacia de los sistemas de apoyo por tecnología para cada uno de los Estados miembros.

La eficacia, cualitativamente, se entiende como la capacidad de un sistema de apoyo para lograr una meta específica, en este caso, la generación de electricidad renovable. En términos cuantitativos, se habla de un índice de eficacia, que es el razón entre el cambio del potencial de generación de electricidad en un período dado, comparado al potencial adicional a mediano plazo, en este caso alcanzable en el año 2020, para una tecnología específica. La expresión del índice de eficacia es:

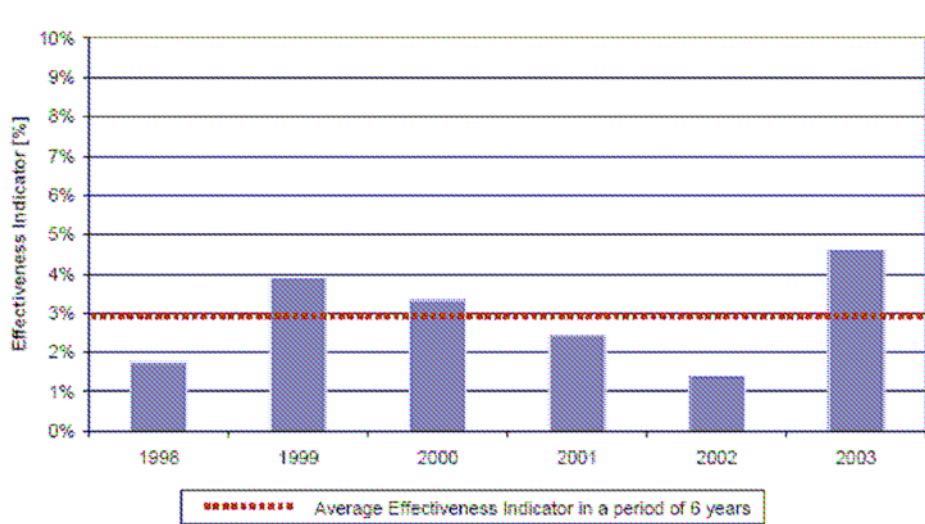
$$E_n^i = \frac{G_n^i - G_{n-1}^i}{ADD - POT_{n-1}^i}$$

E_n^i Indicador de eficacia para la tecnología renovable i en el año n .

G_n^i Potencial de generación eléctrica por la tecnología renovable i en el año n .

$ADD - POT_n^i$ Potencial de generación adicional de la tecnología renovable i en el año n hasta el 2020.

Gráfica 5.3 Indicador de eficacia promedio para el período 1998-2003



Fuente: CCE, COM (2005) 627 final, op. cit.

1.1.1. Energía eólica

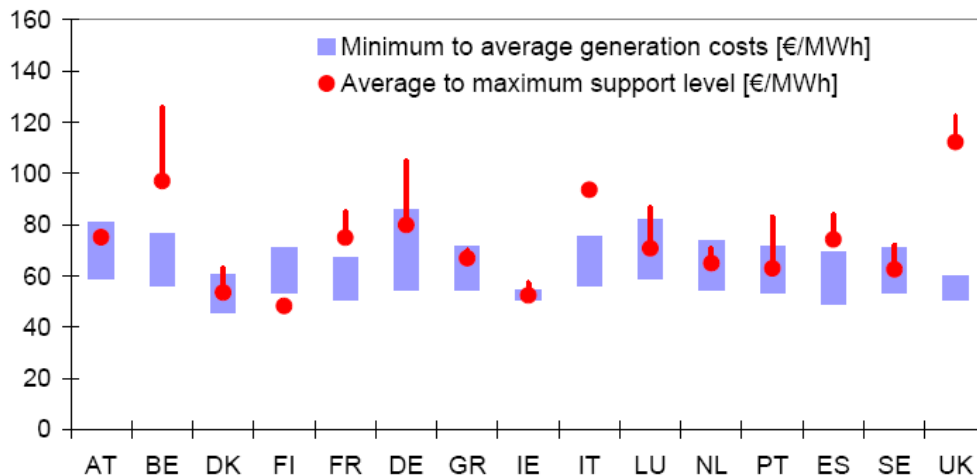
En la gráfica 5.4 se presentan los costos de generación para la energía eólica con emplazamientos en tierra, y los valores correspondientes a los niveles de apoyo otorgados por cada uno de los Estados miembros de la Unión Europea 15. Mientras los costos de generación (barras) oscilan entre 45 €/MWh en Dinamarca y 85 €/MWh en Alemania, los niveles de apoyo (bolas) varían entre 45 €/MWh en Finlandia y 110 €/MWh en el Reino Unido.

De la gráfica puede observarse que los tres Estados con los niveles de apoyo más altos son el Reino Unido, Bélgica e Italia. Paradójicamente, estos Estados no son los mayores protagonistas en cuanto al aprovechamiento de la energía eólica. Esto pone de manifiesto que el nivel del apoyo no es el elemento motor en la promoción de esta fuente energética.

Al observar los Estados con el nivel de apoyo más bajo salta a la vista Dinamarca, Finlandia e Irlanda. Surgen dos preguntas: ¿Por qué Dinamarca es líder mundial en energía eólica si su nivel de apoyo es el más bajo de toda la Unión Europea? ¿Por qué Irlanda, con mayor potencial eólico que Dinamarca, y teniendo un nivel de apoyo bajo pero superior al de este país, sólo tiene instalado 378 MW de turbinas de viento cuando Dinamarca tiene 3 124 MW? La energía eólica

en Dinamarca se encuentra bien insertada en los sectores eléctrico, industrial y de investigación y desarrollo, esto fue logrado a través de los años por la estrecha relación entre la industria y la investigación nacional, que llevaron a cabo un proyecto de mejoramiento tecnológico y lo extendieron por todo el país. En la actualidad, mientras la mayoría de los Estados miembros, entre ellos Irlanda y Finlandia, están impulsando el uso de las turbinas de viento, el gobierno de Dinamarca está promoviendo la repotenciación de las antiguas turbinas por unas con mayor eficiencia; adicionalmente, está desarrollando proyectos de energía eólica en plataformas marinas. En esta observación se pone de manifiesto que el nivel del potencial aprovechable de la energía eólica no es el factor motriz para su uso.

Gráfica 5.4 Rangos de los precios correspondientes a los apoyos directos para la energía eólica en emplazamientos terrestres en la Unión Europea de los 15, comparados a los costos marginales de generación a largo plazo. Los sistemas de apoyo fueron normalizados a 15 años



Fuente: Ragwitz, M., et. al., *OPTRES: Assessment and optimisation of renewable support schemes in the European electricity market*, Altener – Directorate-General for Energy and Transport of the European Commission, Germany, January, 2006.

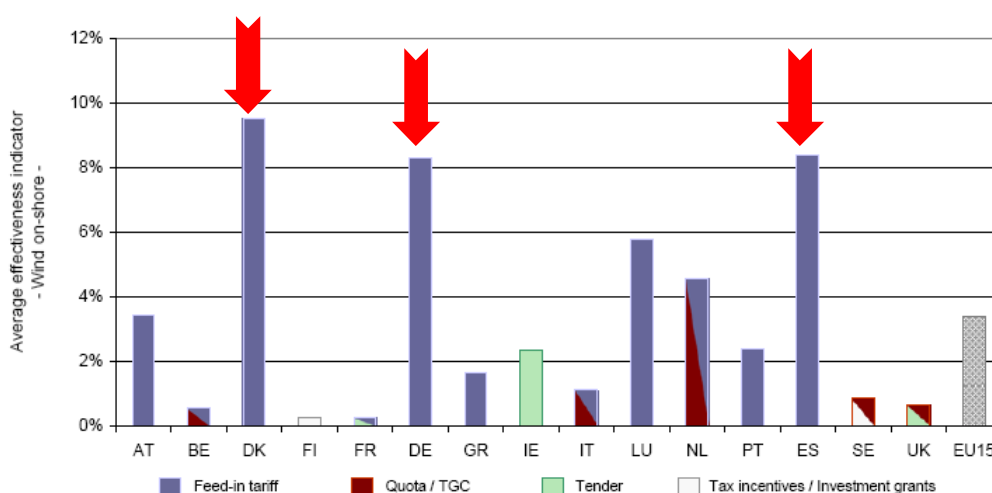
Los sistemas de apoyo más eficaces en el caso de la energía eólica son los sistemas de tarifas garantizadas reguladas utilizados en Alemania, España y Dinamarca (Gráfica 5.5).

Se afirma que el alto nivel de la tarifa garantizada es el principal estímulo para la inversión en la energía eólica en España y Alemania. Sin embargo, como puede verse en la gráfica 5.4, el nivel de apoyo es más bien ajustado a los costos de generación. Un ambiente estable en el largo plazo

parecer ser la clave para los mercados de electricidad renovable, especialmente, en la primera etapa.

Los sistemas de certificados verdes instaurados en Bélgica, Italia y el Reino Unido poseen un nivel de apoyo más alto que los sistemas de tarifas garantizadas. Esto es por las primas de riesgo que solicitan los inversionistas, los altos costos administrativos y el incipiente mercado de certificados verdes.

Gráfica 5.5 Indicador de eficacia para la electricidad proveniente de la energía eólica en emplazamientos terrestres durante el período 1998-2004



Fuente: Ragwitz, M., et. al., *OPTRES...*, op. cit.

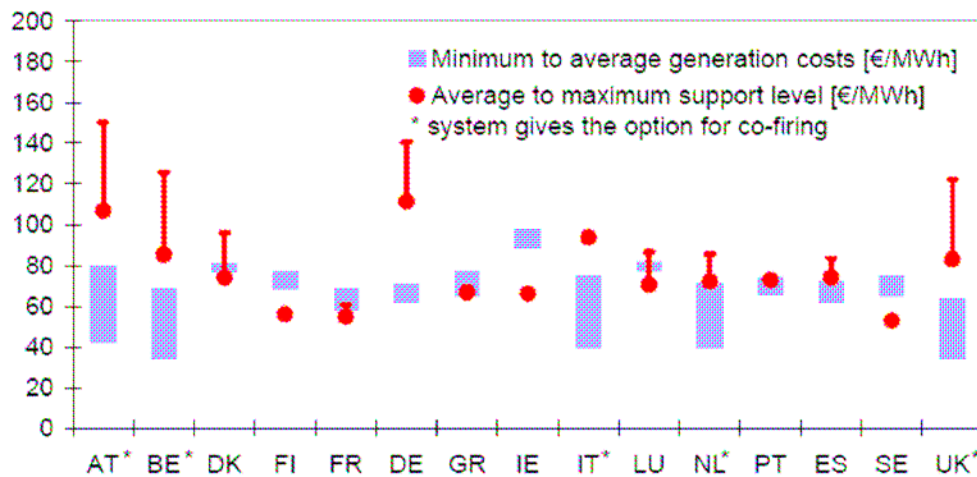
En términos comunitarios, el análisis de la Comisión Europea nos dice que en una cuarta parte de los Estados miembros el nivel de apoyo es demasiado reducido para permitir el despegue de la energía eólica. Otra cuarta parte facilita apoyo suficiente, pero obtiene resultados mediocres. Esto puede explicarse por la existencia de obstáculos administrativos respecto a la solicitud de licencias y barreras en los procedimientos para solicitar la conexión a las redes eléctricas.

1.1.2. Biomasa

La evaluación de los sistemas de apoyo en el área de la biomasa sólo tiene en cuenta dos clases de insumo; aquella que proviene de residuos forestales y el biogás.

La brecha entre los costos de generación y el nivel de apoyo es más pequeña en Dinamarca, los Países Bajos y Finlandia (Gráfica 5.6).

Gráfica 5.6 Rangos de precios relativos a la generación de electricidad mediante el uso de biomasa proveniente de residuos forestales en la Unión Europea de los 15, comparados con los costos marginales de generación a largo plazo

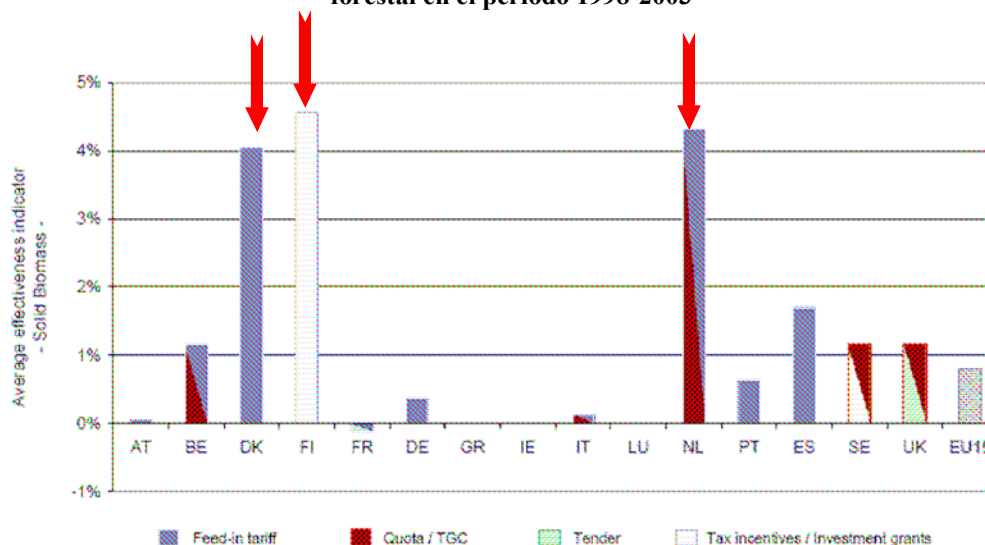


Fuente: Ragwitz, M., et. al., *OPTRES...*, op. cit.

La gráfica 5.7 deja ver que Dinamarca, Finlandia y los Países Bajos tienen los índices de eficacia más altos. La Comisión Europea explicó que el sistema de tarifas garantizadas y el gran número de instalaciones centralizadas de cogeneración que utilizan la combustión de paja en Dinamarca; y el sistema de apoyo mixto en Finlandia registran los mejores rendimientos en eficacia y rentabilidad económica. En lo que respecta a los Países Bajos, la Comisión destacó el hecho que estos hacen uso de la palma de aceite, la cual representó 3 % del total de la biomasa sólida del mercado en el año 2003. La característica común en estos Estados es que las plantas de generación eléctrica centralizadas que usan biomasa sólida atraen la mayor parte de la inversión.

Aunque el sistema de tarifas garantizadas en general arroja mejores resultados, ya que los riesgos para los inversionistas derivados del sistema de certificados verdes parecen obstaculizar el verdadero despegue sector de la biomasa, el análisis es más complejo porque influyen considerablemente otros factores diferentes al sistema de apoyo elegido, como son las posibilidades agro-económicas, el tamaño de la planta, la existencia de apoyo complementario, los costos de producción, y el buen manejo de la agricultura y los residuos forestales.

Gráfica 5.7 Indicador de eficacia para la electricidad generada mediante biomasa forestal en el período 1998-2003



Fuente: Ragwitz, M., et. al., *OPTRES...*, op. cit.

En términos comunitarios se concluye que en casi la mitad de los países europeos, el apoyo a la silvicultura para la obtención de biomasa es insuficiente. En muchas regiones se necesitarían incentivos destinados a la explotación de los bosques, con el objetivo de hacer llegar la madera de a todos los usuarios, impidiendo posibles falseamientos en el mercado de los residuos madereros.

En el Reino Unido, Bélgica e Italia y para alguna extensión de Suecia, el nivel de apoyo es apenas suficiente. Sin embargo, al parecer el sector de la biomasa no puede con el riesgo del esquema de certificados verdes que ha sido implantado.

Dinamarca, Finlandia y los Países Bajos muestran la mejor eficacia y la brecha más pequeña entre los costos de generación y el apoyo otorgado a esta fuente energética (Gráfica 5.6). Dinamarca y los Países Bajos han implementado el sistema de tarifas garantizadas y Finlandia ofrece deducciones tributarias y apoyo a la inversión de 25 %.

En Francia, Grecia, Irlanda, Luxemburgo, Portugal y España el sistema de tarifas garantizadas no es suficiente para hacer despegar el sector de la biomasa. Por lo que sería conveniente introducir mecanismos de incentivo secundarios como las deducciones tributarias a fin de apoyar las plantas de generación pequeñas.

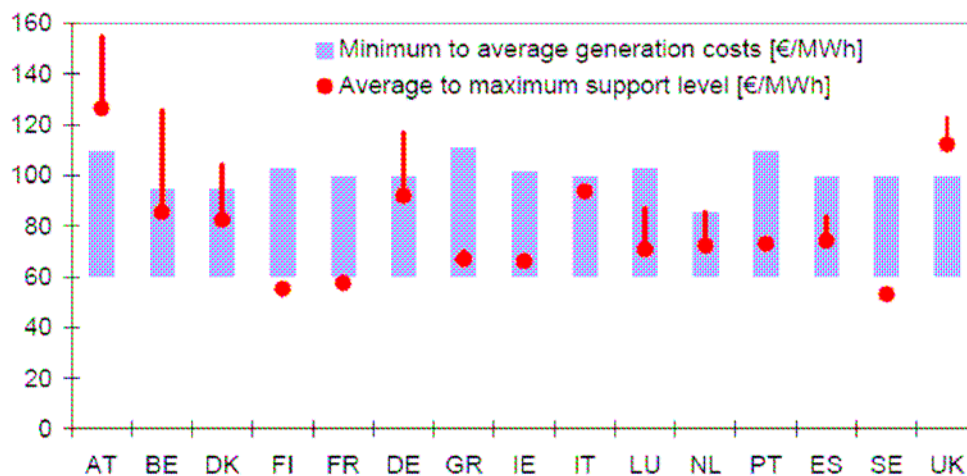
El apoyo a la cogeneración es beneficioso para desarrollar la biomasa, además adiciona niveles mayores de eficiencia.

1.1.3 Biogás

Los costos de generación eléctrica mediante el uso de la biomasa presentan amplias variaciones (Gráfica 5.8); esto se debe a que las fuentes de insumo son diferentes, al igual que los procesos de transformación y el tamaño de las plantas de generación eléctrica.

En cuanto a los sistemas de apoyo, tanto el sistema de tarifas garantizadas como los certificados verdes han dado buenos resultados para promover el uso del biogás en la generación eléctrica.

Gráfica 5.8 Rangos de precios correspondientes a los apoyos directos para el uso del biogás en la Unión Europea de los 15, comparados a los costos marginales de generación a largo plazo



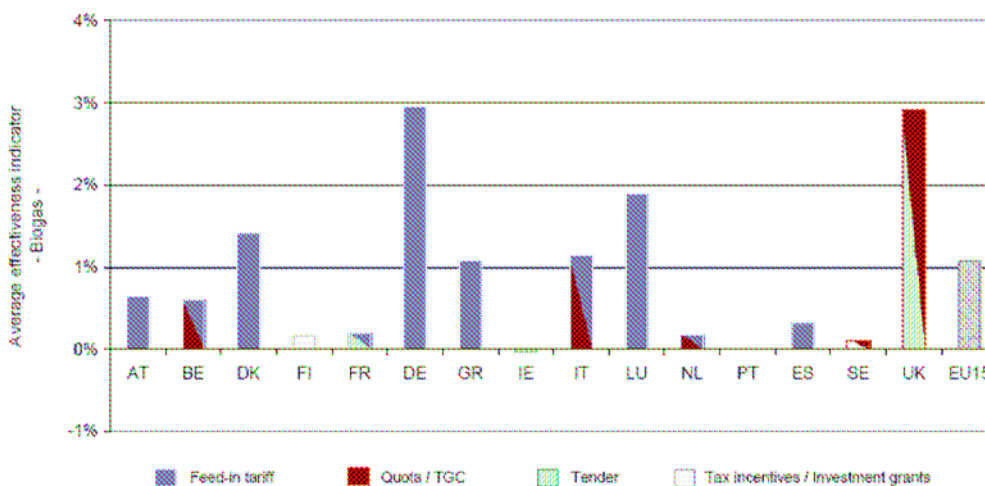
Fuente: Ragwitz, M., et. al., *OPTRES...*, op. cit.

Los análisis de la Comisión respecto a los Estado miembros destacan que seis de ellos registran una eficacia superior a la media de la Comunidad, de los cuales, cuatros utilizan el sistema de tarifas garantizadas (Dinamarca, Alemania, Grecia y Luxemburgo) y dos usan el sistema de certificados verdes (Reino Unido e Italia). Al igual que sucede en el sector de la silvicultura para aprovechar la biomasa sólida, estos resultados están influenciado por otros factores como: las

posibilidades agro-económicas, la elección del tamaño de la planta, la existencia de sistemas de apoyo complementarios, y los costos de producción. En el caso del biogás agrícola, los costos de producción son elevados pero también lo son los beneficios para el medioambiente. En el caso de los gases de vertedero, el costo es menor pero el beneficio para el medioambiente es reducido.

En términos comunitarios la Comisión destacó que aproximadamente el 70 % de los Estados miembros no proporciona apoyo suficiente para el desarrollo de esta tecnología.

Gráfica 5.9 Indicador de eficacia para la electricidad generada a partir del uso del biogás en el período 1998-2003



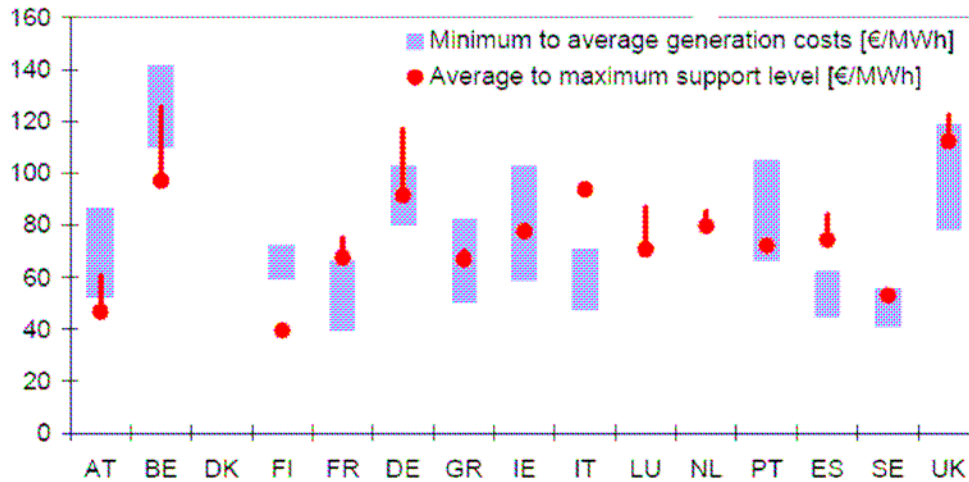
Fuente: Ragwitz, M., et. al., *OPTRES...*, op. cit.

1.1.4. Hidroelectricidad

En la gráfica 5.10 pueden verse los costos de generación de las pequeñas centrales hidroeléctricas en los Estados miembros de la Unión Europea de los 15. Estos costos presentan diferencias marcadas entre Estados, las cuales se deben, en la mayoría de los casos, a la tecnología utilizada.

El sistema de tarifas garantizadas en Austria y Portugal, además de ajustarse bien con los costos de generación, se ubican en el nivel más bajo del espectro de costos. En el caso finlandés, las medidas tributarias no cubren los costos de generación requeridos para estimular la inversión en esta tecnología.

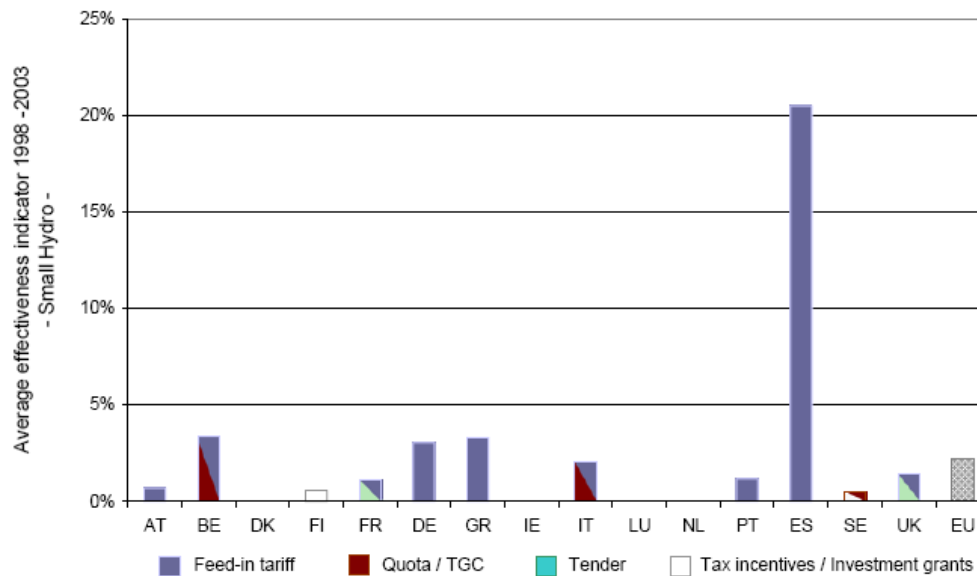
Gráfica 5.10 Rangos de precios correspondientes a los apoyos directos para las pequeñas centrales hidroeléctricas en la Unión Europea de los 15, comparados a los costos marginales de generación a largo plazo



Fuente: Ragwitz, M., et. al., *OPTRES...*, op. cit.

El sistema de tarifas garantizadas se ajusta bien a los costos de generación, presentando así niveles aceptables de eficacia.

Gráfica 5.11 Indicador de eficacia para las pequeñas centrales hidroeléctricas en el período 1998-2003

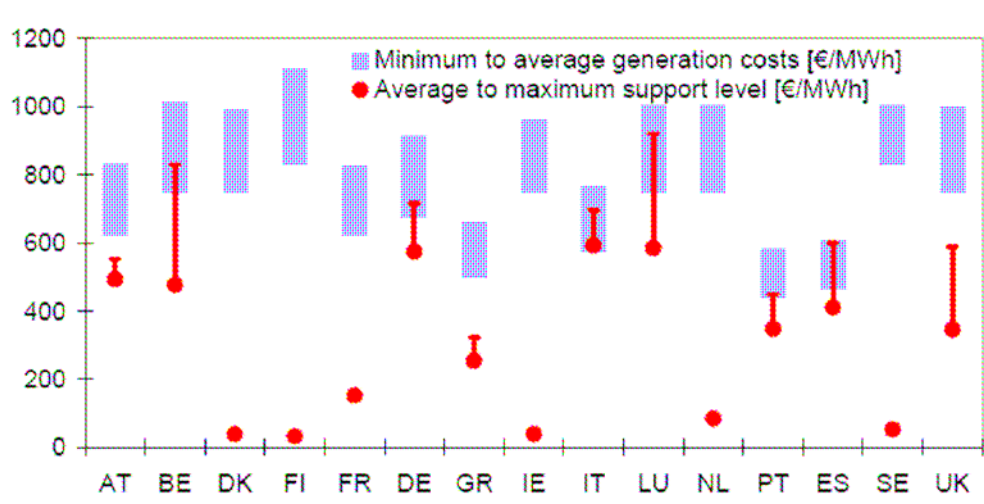


Fuente: CCE, COM (2005) 627 final, op. cit.

1.1.5. Energía solar fotovoltaica

Como puede verse en la gráfica 5.13, Alemania y Luxemburgo presentan el índice de eficacia mayor, seguidos por los Países Bajos y Austria. El sistema de apoyo principal en esos Estados miembros es el de las tarifas garantizadas. Estos han sido complementados con mecanismos de incentivo adicionales como bajas tasas de interés en préstamos para la inversión.

Gráfica 5.12 Rangos de precios correspondientes a los apoyos directos para los sistemas solares fotovoltaicos en la Unión Europea de los 15, comparados a los costos marginales de generación a largo plazo

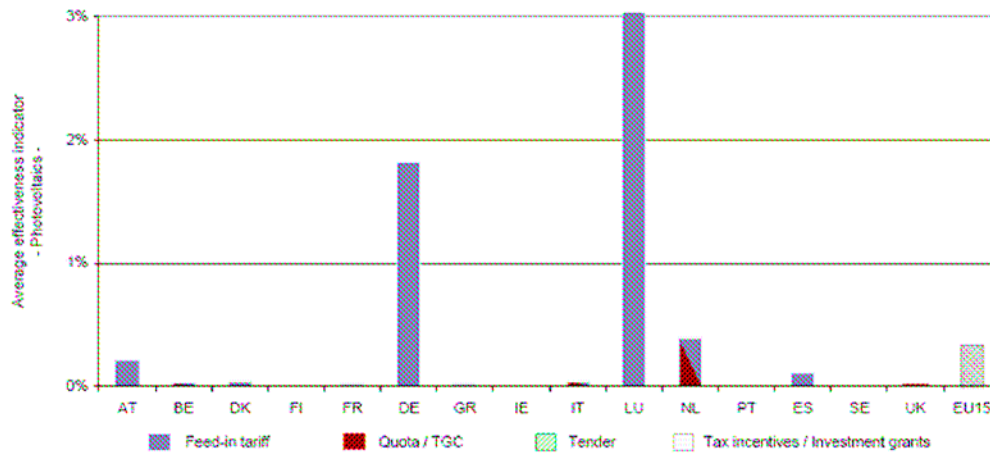


Fuente: Ragwitz, M., et. al., *OPTRES...*, op. cit.

El sistema de certificados verdes y las medidas tributarias proveen un incentivo mínimo a la tecnología fotovoltaica, debido a que estos sistemas de apoyo generalmente tienen mayor efecto sobre las tecnologías más maduras.

El sistema de tarifas garantizadas en Alemania, España, Austria y los Países Bajos hace parte de una política a largo plazo que tiene como objetivo desarrollar el mercado de esta tecnología.

Gráfica 5.13 Indicador de eficacia para los sistemas solares fotovoltaicos en el período 1998-2004



Fuente: Ragwitz, M., et. al., *OPTRES...*, op. cit.

1.2. Conclusión principal

Como conclusión principal, la Comisión Europea planteó que la armonización entre los sistemas de apoyo que promueven el uso de fuentes de energía renovable en la generación eléctrica y el mercado interior de electricidad es fundamental en el mediano y largo plazo. Para esto, el mercado interior de electricidad europeo debería tener en cuenta las diferentes etapas que implica el despliegue de la electricidad proveniente de fuentes de energía renovable.

1.3. Coexistencia o armonización

Las enormes diferencias en cuanto al potencial de las fuentes de energía renovable y la evolución que éstas han tenido en cada uno de los Estados miembros fueron evidentes para la Comisión Europea. Por estas dos razones, esta institución comentó que la armonización de un sistema de apoyo parece muy difícil de lograr a corto plazo. Además, plantea que introducir cambios a corto plazo en los diferentes sistemas podría interrumpir el progreso de determinados mercados y dificultar el logro de las metas indicativas de los Estados miembros. Sin embargo, propone

analizar las ventajas y desventajas de la armonización frente a los diferentes sistemas actuales, especialmente en lo relativo a la evolución a medio y largo plazo.

1.3.1. Ventajas de la armonización

La Comisión Europea identificó tres ventajas de un posible sistema armonizado en la Comunidad teniendo en cuenta dos sistemas de apoyo:

La creación de economías de escala y por ende de una industria competitiva como consecuencia de la integración de las fuentes de energía renovable en el mercado interior de electricidad, bajo una misma regulación básica.

Un sistema de certificados verdes a escala europea probablemente daría lugar a un mercado de certificados mayor, y por tanto, más líquido, con precios más estables para los certificados verdes frente a los mercados nacionales más reducidos. Sin embargo, es preciso evaluar los costos administrativos de este tipo de sistema comparándolos con los costes administrativos de la situación actual.

Un sistema de tarifas reguladas a escala europea que tuviera en cuenta la disponibilidad de los recursos locales podría hacer descender los costos de todas las tecnologías que usan fuentes de energía renovable en los diferentes Estados miembros. Este tipo de sistema de tarifas garantizadas o primas podría consistir en tarifas fijas o en tarifas con un valor adicional por encima del precio base ligado al precio medio de la electricidad en el mercado mayorista.

1.3.2. Desventajas de la armonización

En el caso de un sistema armonizado mediante certificados verdes, las fluctuaciones en el precio de los certificados podrían producir una mayor incertidumbre para los inversionistas y por tanto una reducción del incremento de las fuentes de energía renovable.

Otra desventaja sería la influencia negativa en la eficiencia dinámica debido a que este sistema no considera la diferenciación tecnológica. Un sistema de este tipo fomentaría las tecnologías más competitivas. Aunque este tipo de resultado fuese beneficioso a corto plazo, la inversión en otras tecnologías menos maduras podría no recibir suficiente estímulo a través del sistema de certificados verdes. Así pues, sería necesario complementar este tipo de sistema con otras políticas.

En el caso de un sistema armonizado con tarifas garantizadas es indispensable disponer de información concerniente a las tecnologías y los costos, de esta manera optimizar el monto de las tarifas mediante bajos niveles. De lo contrario, el sistema correría el riesgo de volverse costoso.

En un sistema armonizado, los Estados miembros que se conviertan en importadores de electricidad generada con fuentes de energía renovable podrían no tener la intención de correr con los gastos si no reciben los beneficios locales que obtendrían si ellos aprovecharan dichas fuentes en su territorio (empleo y desarrollo rural, diversidad y por tanto seguridad de suministros energéticos endógenos y menor contaminación local). Y los países exportadores podrían no estar dispuestos a instalar más capacidad de la que necesitan para alcanzar sus propios objetivos.

2. Modelos computacionales para analizar el proceso de armonización

Los modelos computacionales arrojan resultados cuantitativos expresados a través de datos y curvas, y son una herramienta más para la toma de decisiones. Las decisiones, acciones y omisiones que constituyen las políticas se soportan en información técnica y política. La información técnica corresponde, generalmente, a los resultados obtenidos a través de métodos y modelos desarrollados con base en las ciencias exactas, estos resultados son altamente sensibles a las suposiciones tenidas en cuenta para su ejecución, las cuales en situaciones reales no pueden mantenerse; y la información política proviene de análisis concretos de la situación o problemática a la cual se pretende dar una solución y provienen de las ciencias sociales, políticas y económicas, principalmente. La orientación política y la formación profesional de quienes formulan las políticas, inciden en el protagonismo dado a los componentes técnico y político de

la misma²⁶⁷. En el caso de la electricidad renovable en la Unión Europea, estos dos componentes son evidentes en las diferentes etapas de la política. Entre los Estados miembros la valoración es bien diferente, mientras unos dan mayor valor al análisis político, otros se inclinan más por los resultados técnicos, generalmente, procedentes de modelos.

Para el sector energético se han desarrollado diferentes herramientas computacionales. Se distinguen en dos tipos; los modelos *bottom-up*, que proporcionan una representación detallada del sistema energético, y satisfacen una demanda de energía dada al menor costo, un ejemplo de este tipo de modelo es la herramienta *MARKAL*²⁶⁸; y los modelos *top-down*, que describen la interacción entre la economía y el sector energético, la deficiencia de estos modelos radica en la escasez de los detalles tecnológicos. La mayoría de los modelos usados en la actualidad, como *PRIMES*²⁶⁹, *POLES*²⁷⁰, *MESSAGE*²⁷¹ y versiones más avanzadas de *MARKAL*, tratan de compensar la separación de estos dos enfoques.²⁷²

En los últimos años se desarrollaron modelos enfocados en el uso de las fuentes de energía renovable. El primero de ellos fue el *SAFIRE*²⁷³; posteriormente, aparecieron los modelos *REBUS*²⁷⁴ y *ElGreen*. Estos dos últimos simulan un mercado ideal para la electricidad generada con fuentes de energía renovable para el año 2010; y se fundamentan en curvas estáticas de suministro de costo marginal a nivel nacional, las cuales son combinadas con curvas de demanda inelásticas, creadas dentro del sistema de simulación, que se basan en una cuota de energía renovable. Las curvas de suministro, usadas en el modelo, vinculan el costo de la electricidad con la cantidad de electricidad producida por una fuente en particular, anualmente, y se realizan con

²⁶⁷ Cardozo, Myriam, “La evaluación de las políticas públicas: problemas, metodologías, aportes y limitaciones”, *Revista de Administración Pública*, N° 84, México, 1993, pp. 167-197.

²⁶⁸ *MARKAL* es un modelo genérico para representar la evolución de un sistema energético específico en un período de 40 a 50 años a nivel regional, nacional, estatal, o comunitario <http://www.etsap.org/markal/main.html>.

²⁶⁹ <http://www.e3mlab.ntua.gr/manuals/PRIMsd.pdf>

²⁷⁰ http://www.enerdata.fr/enerdatauk/services/models/Model_POLES.html

²⁷¹ Messner, S., Schratzenholzer, L., “MESSAGE-MACRO: linking an energy supply model with a macroeconomic module and solving it iteratively”, *Energy*, vol. 25, issue 3, March, 2000, pp. 267-282.

²⁷² Daniëls, B.W., Uytterlinde, M.A., “ADMIRE-REBUS: modeling the European market for renewable electricity”, *Energy*, vol. 30, issue 14, November, 2005, pp. 2596-2616.

²⁷³ <http://safire.energyprojects.net/>

²⁷⁴ *REBUS* es el acrónimo de *Renewable Electricity Burden Sharing*.

base en estimaciones sobre los diferentes potenciales de electricidad renovable, los costos y el desempeño esperado.

En la siguiente tabla se muestran los nombres de los diferentes modelos de simulación separados de acuerdo al enfoque analítico que utilizan.

Tabla 5.1 Modelos de simulación según el enfoque analítico

Enfoque analítico	Escenario	Vínculo de las estrategias de electricidad renovable con otros sectores				
		FER-T	MEL	ALD	Cogeneración	GEI
Análisis estático	Sólo CVC	EIGreen Rebus			IntraCert	IntraCert
	Todos los SA	EIGreen				
Análisis dinámico	Sólo CVC	ReCert ²⁷⁵			EcoCert	
	Todos los SA	SAFIRE ADMIRE REBUS Green-X	Green-X	Green-X	Future Cogen Green-X	Green-X

CVC: certificados verdes comerciables

SA: sistemas de apoyo

FER-T: tecnologías que hacen uso de las fuentes de energía renovable

MEL: mercado eléctrico liberalizado

ALD: actividades del lado de la demanda

GEI: gases de efecto invernadero

Fuente: Huber, C., Faber, T., *The dynamic computer model Green-X*, Presentation in Project Workshop Green-X - Renewable Energy House, September 23rd 2003, Brussels.

Los modelos *ADMIRE-REBUS*²⁷⁶ y *Green-X* son versiones mejoradas de los modelos *REBUS* y *EIGreen*²⁷⁷. Una de las metas de las nuevas versiones consistió en la simulación de un mercado

²⁷⁵ En 1999 fue concebido el proyecto de comercio de certificados de electricidad renovable en la Unión Europea (RECert), éste fue desarrollado por un equipo de trabajo que estuvo conformado por compañías de energía de la Unión Europea, investigadores y consultores, y fue dirigido por ESD Ltda. El objetivo fue asegurar la coordinación del mercado para los certificados verdes, difundir y compartir información entre los interesados en la Unión Europea, y minimizar las barreras. European Commission - Fifth Framework Program, *The European renewable electricity certificate trading project (RECErT) Final technical report*, Energy for Sustainable Development, United Kingdom, September, 2001.

²⁷⁶ *ADMIRE-REBUS* es el acrónimo de *Assessment and Dissemination activity on Major Investment Opportunities for Renewable electricity in Europe using the REBUS tool*.

²⁷⁷ *EIGreen* es una herramienta computacional mediante la cual es posible simular varias estrategias de promoción para diferentes tecnologías en todos los Estados miembros de la Unión Europea. El modelo tiene dos perfiles, uno que permite modelar estrategias armonizadas para la Unión Europea, y el otro que permite modelar diferentes estrategias por Estado miembro y tecnología. Los instrumentos modelados deben ser efectivos, es decir, que su uso incremente la penetración de electricidad renovable, y eficientes en la medida que minimicen los costos de

de electricidad renovable armonizado mediante un sistema de apoyo para la Unión Europea 15.²⁷⁸ Por esta razón, el objetivo en este numeral consiste en presentar y discutir los resultados del proceso de armonización que arrojaron ambos modelos.

2.1. *ADMIRE-REBUS*

La herramienta computacional *ADMIRE-REBUS* proporciona una simulación dinámica del desarrollo del mercado de la electricidad renovable en la Unión Europea 15, con el objetivo de ofrecer algunas pautas relacionadas a la eliminación de las barreras que surgen en la penetración de la electricidad renovable, donde se incluyen tiempos de espera, riesgos y costos de transacción.²⁷⁹

2.1.1. *Algoritmo del modelo*

Los elementos básicos del modelo son las curvas de oferta a partir de las opciones tecnológicas individuales y las curvas de demanda fundamentadas en los sistemas de apoyo que instrumentalizan la política.

Las opciones tecnológicas individuales en las curvas de oferta se caracterizan por su potencial (GWh) y sus costos (€/kWh). Es decir, el potencial futuro es estimado para todas las tecnologías en un país, para el cual, se supone habrá desarrollo tecnológico exógeno y efecto del aprendizaje

generación y la transferencia de costos al consumidor. Los instrumentos fueron divididos entre aquellos que afectan los precios y los que afectan la capacidad. En el primer grupo se encuentran las tarifas garantizadas, los subsidios a la inversión por capacidad instalada, alivios tributarios por electricidad generada e incentivos tributarios por kW instalado; y en el segundo se encuentran el sistema de cuotas basado en un sistema nacional e/o internacional de certificados verdes comerciables y en acuerdos voluntarios respecto a precios verdes. La meta general del modelo es estimar los costos de generación eléctrica, los excedentes de los generadores y los costos a la sociedad, además de ver los efectos de las diferentes estrategias en la penetración de la electricidad renovable. Huber, C., et. al., “Organising...”, op. cit.

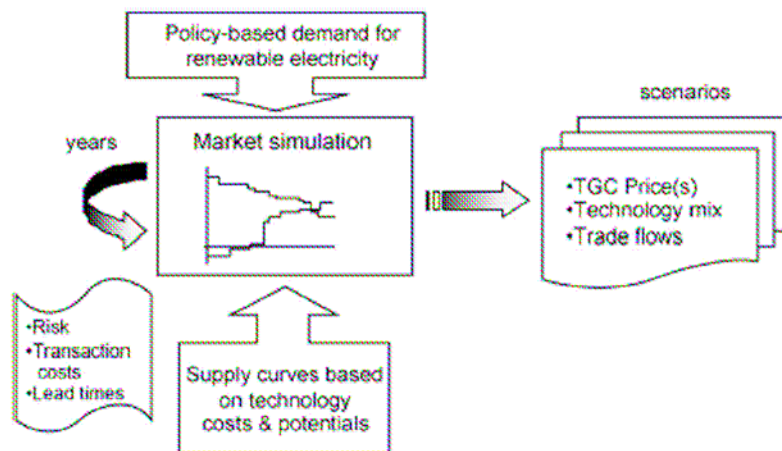
²⁷⁸ La Comisión Europea, a través de la Dirección general para la energía y el transporte, contrató la elaboración de ambos proyectos, *ADMIRE-REBUS* y *Green-X*.

²⁷⁹ Uytterlinde, M.A., Daniëls, B.W., de Noord, M., de Vries, H.J., de Zoeten, C., Skytte, K., Meibom, P., Lescot, D., Hoffmann, T., Stronzik, M., Gual, M., del Rio, P., Hernández, F., *Renewable electricity market developments in the European Union - Final report of the ADMIRE REBUS project*, ECN Policy Studies, Netherlands, 2003.

tecnológico en el tiempo. El modelo convierte el potencial estimado en potencial aprovechable, teniendo en cuenta todas las restricciones (tiempos de espera, planificación, permisos, capacidad de producción de la industria y comportamiento de los inversionistas), menos las restricciones económicas. Un módulo de cálculo interno determina los costos de las tecnologías renovables²⁸⁰, este valor se basa en la tecnología, el mercado y los riesgos políticos.

Paralelamente, se construye la curva de demanda escalonada. Para esto, el modelo transforma cada sistema de apoyo de los Estados miembros a un segmento de demanda separado, con un tamaño de demanda (GWh) y un precio de oferta (€/kWh). Esta transformación es directamente relacionada con el tipo de política, (ver figura 5.1).

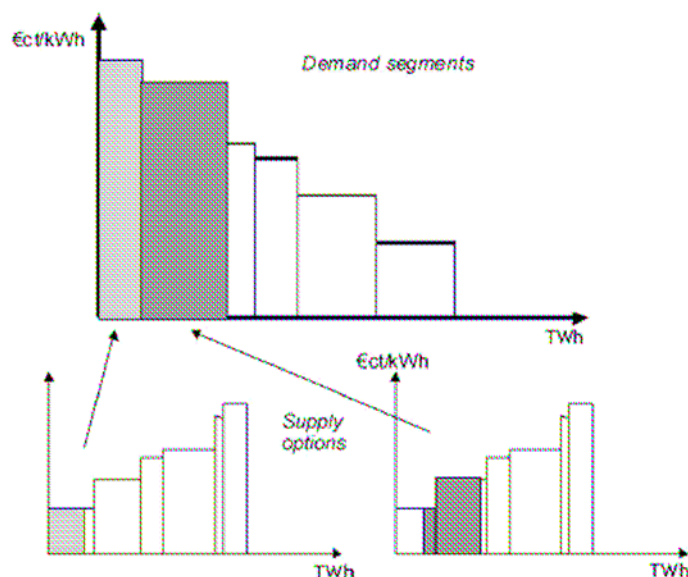
Figura 5.1 Algoritmo del modelo *ADMIRE-REBUS*



Fuente: Daniëls, B.W., et. al., op. cit.

El modelo genera las curvas de oferta y demanda en el algoritmo central, y determina cuáles combinaciones de oferta-demanda son posibles, esto lo hace mediante criterios, como elegibilidad de las tecnologías y de los suministradores extranjeros. Por esta razón, la corrida del modelo sólo contiene los segmentos de demanda y las opciones de oferta que en verdad participan en el mercado de electricidad renovable, y no presenta segmentos de demanda para los cuales no hay opciones de oferta (Figura 5.2).

²⁸⁰ Estos costos indican el déficit de inversión inicial y son expresados en términos de un precio promedio anual proveniente del mercado de electricidad renovable para alcanzar un valor presente neto igual a cero. Daniëls, B.W., et. al., op. cit.

Figura 5.2 Curvas de oferta y demanda producidas por el modelo *ADMIRE-REBUS*

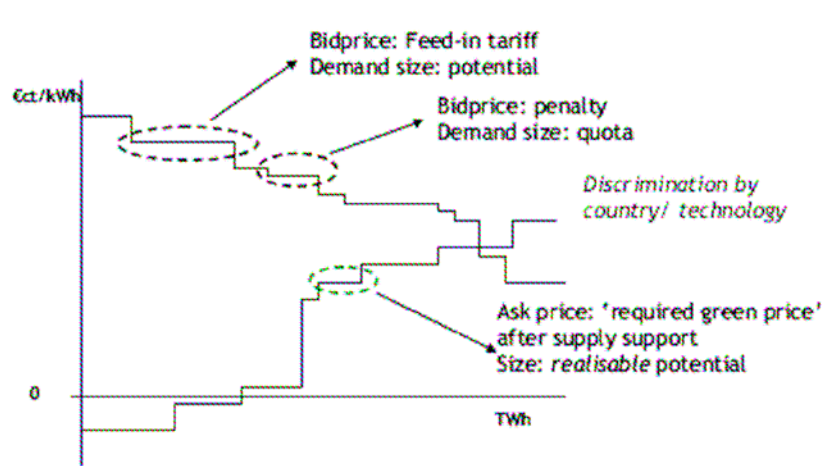
Fuente: Daniëls, B.W., et. al., op. cit.

El precio de equilibrio entre la curva de oferta y demanda, que sería un valor adicional al precio del mercado eléctrico convencional, es en otras palabras, el precio de la opción de oferta marginal. El cálculo de este precio es sólo relevante en un esquema de apoyo basado en el mercado. Los desarrolladores de este modelo supusieron que el valor del carácter renovable de la electricidad en cuestión, sería comercializado en un mercado separado del mercado eléctrico convencional. Esta suposición es fundamentada en la existencia de un sistema de comercio dinamizado por certificados verdes comerciables. Por esta razón, el precio calculado por el modelo, puede ser interpretado como el precio de los certificados verdes comerciables.

2.1.2. Curvas de segmentos de demanda

Las curvas de demanda consisten en segmentos de demanda discretos que corresponden cada uno a los diferentes sistemas de apoyo que instrumentalizan la política. Cada segmento de demanda posee un precio de oferta uniforme (ver Figura 5.3).

Figura 5.3 Equilibrio entre las curvas de oferta y demanda



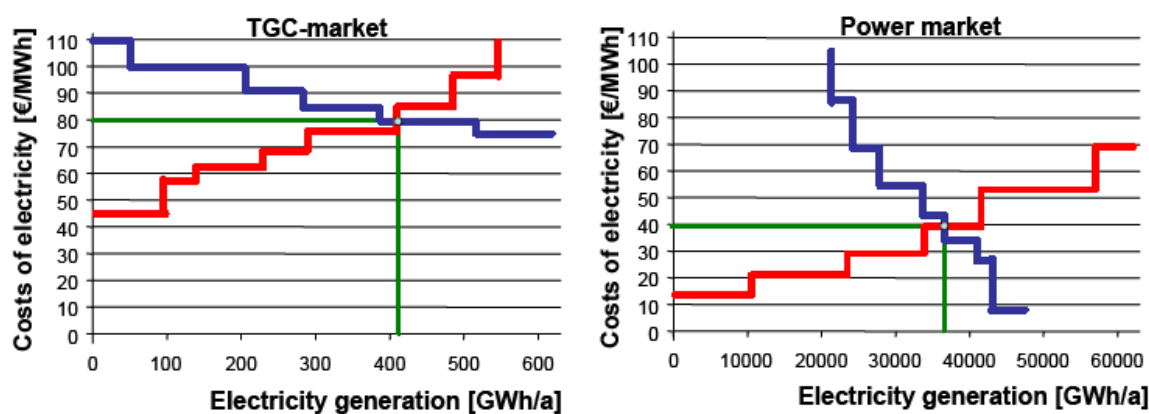
Fuente: Uyterlinde, M.A., et. al., op. cit.

Un segmento de demanda representa la demanda de electricidad renovable inducida por un sistema de apoyo específico, lo que resulta en un precio de oferta por encima del precio del mercado de la electricidad. Cada segmento de demanda aplica sus propios términos con respecto a la tecnología y al país o región elegible, y compite con otros segmentos de demanda cuando las opciones de oferta son elegibles para segmentos de demanda múltiple. Los datos requeridos para la construcción de un segmento de demanda incluyen el tamaño (GWh) y el precio de oferta (€/kWh).

2.1.3. Curvas de opciones de oferta

Las opciones de oferta consisten en los potenciales de electricidad renovable o en la capacidad instalada por país, tecnología y combinación de banda. La combinación de banda es una subdivisión de las tecnologías para dar cuenta la diseminación de los costos. En este modelo, la opción de oferta es caracterizada por el costo y su tamaño (GWh).

Figura 5.4. Resultados gráficos del modelo respecto al mercado de certificados verdes y al mercado convencional



Fuente: Huber, C., et. al., *The dynamic computer model Green-X*, op. cit.

2.1.3.1. Costos

Los costos adicionales de la generación de electricidad renovable son expresados como el precio verde requerido (RGP)²⁸¹. El RGP es un precio verde promedio mínimo que el inversionista requiere del mercado durante el tiempo de vida de la planta de generación, para hacer atractiva la construcción de capacidad renovable o la generación de electricidad con la capacidad existente.²⁸² Esto significa que para nueva capacidad, el RGP incorpora la inversión más los costos de producción menos los ingresos que los productores esperar recibir fuera del mercado de electricidad renovable como es el precio de la electricidad en el mercado convencional.

El modelo calcula los costos usando el método del valor presente neto y un análisis de flujo de efectivo. El valor presente neto es igualado a cero con el objetivo de expresar los costos como una función de otros parámetros, los cuales deben ser conocidos de antemano, o deben ser obtenidos a través de escenarios. La siguiente ecuación muestra el cálculo básico del RGP. El modelo aplica una ecuación más compleja, donde se incorporan impuestos, tiempos de espera y costos de transacción.

²⁸¹ RGP es el acrónimo por su nombre en inglés (*Required Green Price*)

²⁸² Daniëls, B.W., (2005), et. al., op. cit.

$$RPG = \frac{\left[(C - IP) + \sum_{t=1}^n \frac{RC_t + (VC_t - PE_t)Q}{(1+i)^t} \right]}{\sum_{t=1}^n \frac{Q_t}{(1+i)^t}}$$

n tiempo de vida del proyecto en años

i tasa de descuento

t año

C costos de inversión (€/kW)

IP apoyo a la inversión (€/kW)

RC_t costos de producción fijos en t (€/kW)

VC_t costos de producción variables por unidad de producción en t (€/kWh)

PE_t precio de referencia de la electricidad en t (€/kWh)

Q_t producción en el t (kWh por kW de capacidad)

Los factores de costo de la tecnología que son usados asumen un desarrollo tecnológico exógeno.

2.1.3.2. Potenciales técnicos

En el modelo *ADMIRE-REBUS*, el tamaño de las opciones de suministro corresponde a los potenciales técnicos relativos a la generación de electricidad proveniente de fuentes de energía renovable. Con excepción de la hidroelectricidad, la energía del océano y la geoenergía, dichos potenciales se construyen a partir de la relación entre el recurso y el principal aspecto limitante como el factor de carga.

Hay dos clases de opciones de suministro. La primera hace referencia a la capacidad tecnológica instalada en años anteriores al año que se está modelando, donde se tiene en cuenta los ciclos de vida útil de las estaciones de generación y el potencial técnico de la nueva capacidad. La segunda determina el potencial real de la nueva capacidad técnica, teniendo en cuenta varias limitaciones como son la producción de la industria de bienes de capital²⁸³, la apertura total de los recursos

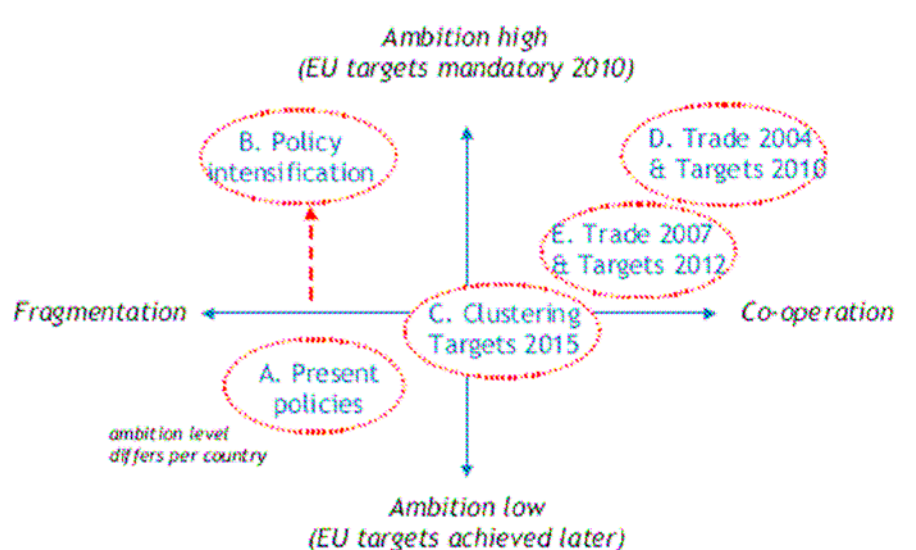
²⁸³ Los desarrolladores del modelo plantean que “la industria de bienes de capital no desarrollará nueva capacidad de producción (tecnología) en respuesta al incremento repentino de capacidad renovable. En la situación donde el despliegue del mercado verde tenga un incremento repentino, la capacidad de producción disponible podría presentar un crecimiento limitado, temporalmente. Por esta razón, el modelo relaciona el potencial en verdad disponible con la producción alcanzada en años anteriores. La cantidad de bienes de capital disponible para un país se asume aproximadamente proporcional a la cantidad de capacidad ya presente” Daniëls, B.W., (2005), et. al., op. cit.

naturales especialmente en el caso de la biomasa, el potencial técnico en trámite y la planificación limitada de inversión.

2.1.4. Escenarios

Los escenarios se caracterizan según dos dimensiones que son el nivel de ambición para alcanzar la meta indicativa en la Directiva 2001/77/CE, y el alcance de fragmentación o cooperación de los países que es reflejado mediante un sistema de comercio internacional.

Figura 5.5 Escenarios simulados en el modelo *ADMIRE-REBUS*



Fuente: Uytterlinde, M.A., et al., op. cit.

2.1.4.1. Escenario A: Continuación de las políticas actuales

El objetivo de este escenario es extrapolar la situación política del año 2003 relativa a la generación de electricidad con fuentes de energía renovable. El resultado muestra que aunque hay grandes diferencias en los niveles de ambición entre los Estados miembros, la meta general del 22 % no es alcanzada.

2.1.4.2. Escenario B: Intensificación de la política

En este escenario, todos los Estados miembros que no alcanzaron su meta indicativa bajo el escenario anterior (Escenario A: Continuación de las políticas actuales) intensifican sus esfuerzos mediante políticas generales hasta alcanzar la meta. En este escenario, el comercio internacional no tiene un rol fundamental.

2.1.4.3. Escenario C: Europa agrupada

En este escenario, todos los Estados miembros que actualmente usan o consideran introducir un sistema de cuotas basado en certificados verdes comerciables abrirán su mercado y armonizarán sus esquemas, mientras que los otros Estados miembros continuarán con sus sistemas de apoyo. Habrá un proceso gradual de armonización y comercio, donde las metas indicativas serán alcanzadas para el año 2015.

2.1.4.4. Escenario D: Comercio y armonización 2004-2010

Este escenario consiste en establecer un sistema de comercio internacional desde el año 2004 que permita alcanzar las metas indicativas de la manera más eficiente para el año 2010, y es considerado el escenario más optimista.

2.1.4.5. Escenario E: Comercio y armonización 2007-2012

En este escenario se introduce un sistema de comercio armonizado para toda la Unión Europea en el año 2007, y las metas indicativas son alcanzadas en el 2012 cuando las metas establecidas en el protocolo de Kyoto deben ser evaluadas.

2.1.5. Resultados

Los resultados del modelo indican que bajo el escenario A, la Unión Europea probablemente no alcance la meta establecida para el año 2010, ya que el consumo de electricidad renovable sería de 543 TWh lo que corresponde a 18 % del total consumido, en lugar del 22 % establecido en la Directiva 2001/77/CE.

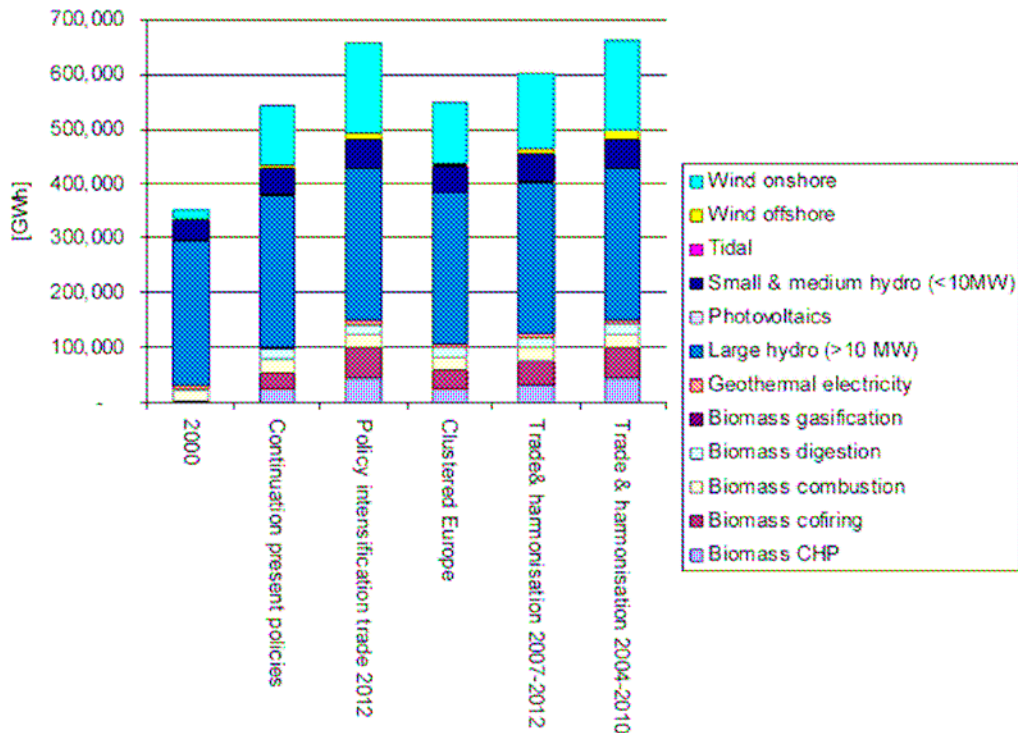
La intensificación de las políticas, escenario B, permitiría alcanzar la meta indicativa mediante el incremento del nivel de apoyo a 6 ¢€/kWh en promedio.

El escenario D que consiste en la introducción de un sistema de comercio armonizado para toda la Unión Europea es el que presenta la estrategia más eficiente respecto a los costos.

Los costos totales para alcanzar la meta indicativa oscilan entre € 24 a 29 billones. El valor más alto corresponde a la intensificación de las políticas actuales (escenario B); el valor más bajo corresponde al escenario de donde un sistema de apoyo es completamente armonizado (escenario D). Los gastos totales que resultan de continuar con las políticas actuales son de alrededor € 9 billones.

En a gráfica 5.14 se presentan los resultados de la simulación para cada uno de los escenarios teniendo en cuenta cada una de las fuentes de energía renovable.

Gráfica 5.14 Resultados de la simulación para cada escenario según la fuente energética



Fuente: Uytterlinde, M.A., et. al., op. cit.

2.2. Green-X

El modelo *Green-X* es una herramienta computacional que simula diferentes escenarios, y entrega información cuantitativa-comparativa relacionada con la electricidad proveniente de fuentes de energía renovable, la cogeneración, la gestión del lado de la demanda y la reducción de gases de efecto invernadero provenientes del subsector eléctrico. Las corridas pueden ejecutarse tanto para la Unión Europea como para cada uno de los Estados miembros, a fin de realizar comparaciones entre ellos.²⁸⁴

El modelo se fundamenta en las curvas dinámicas de costo-recurso, mediante las cuales se introduce la información referente a las fuentes de energía renovable de cada uno de los Estados miembros. Estas curvas se caracterizan porque tanto los costos como la generación eléctrica

²⁸⁴ Huber, C., et. al., *Action plan...*, op. cit..

potencial o la reducción de la demanda pueden cambiar cada año; la magnitud de esos cambios es generada internamente en el modelo.²⁸⁵

Con base en las curvas dinámicas de costos se realiza una valoración económica de acuerdo a las condiciones específicas del escenario, que estarían definidas por las estrategias políticas seleccionadas, el comportamiento del consumidor y del inversionista, y los pronósticos tanto de la demanda y como de la energía primaria.

Las estrategias políticas son representadas por los sistemas de apoyo que las instrumentalizan. Por esta razón, en el modelo, dichas estrategias son seleccionadas a través de los sistemas de apoyo, los cuales están divididos entre aquellos que inferen en el precio (tarifa garantizada, incentivos tributarios, subsidios de inversión, subsidios sobre la entrada de combustible) y los que inferen en la demanda (sistema de cuotas basado en certificados verdes comerciales y sistemas de oferta).

Además, el modelo incluye impuestos a la energía e impuestos ambientales sobre las emisiones de CO₂, políticas que apoyan medidas en el lado de la demanda y opciones políticas relativas al clima (comercio de concesiones de emisión a nivel nacional e internacional). El carácter dinámico del modelo *Green-X* permite cambiar los sistemas de apoyo y los parámetros en una corrida.

Los resultados se derivan del equilibrio de la oferta y la demanda en cada segmento del mercado que haya sido considerado. Es decir, que el suministro de cada una de las tecnologías es sumado, y el punto de equilibrio varía con la demanda calculada.

Los resultados que proporciona el modelo *Green-X* para cada Estado miembro o para la Unión Europea se enuncian a continuación:

Resultados de generación de electricidad

- Capacidad instalada (MW)
- Generación total de electricidad proveniente de combustible (TJ, MW)

²⁸⁵ Ragwitz, M., et. al., op. cit.

- Generación total de electricidad (GWh)
- Consumo de electricidad nacional (GWh)
- Balance entre las importaciones y exportaciones de electricidad (GWh, % de la generación)
- Emisiones totales de CO₂ provenientes de la generación eléctrica comparada con el escenario tendencial (BAU, Kyoto-meta, etc).
- Precio de la electricidad en el mercado (€/MWh)
- Precio de los certificados verdes comerciables (€/MWh).

Impacto sobre el generador

- Costos totales de generación (M€, €/MW/h)
- Excedentes totales del propietario de la planta de generación eléctrica (M€, €/MW/h)
- Costos marginales de generación por tecnología para la electricidad (€/MW/h)

Impacto sobre el consumidor

- Costos adicionales debidos a la promoción de la electricidad renovable (M€, €/MW/h)
- Costos adicionales para la estrategia en el lado de la demanda (M€, €/MW/h)
- Costos adicionales debido a la estrategia de CO₂ (M€, €/MW/h)
- Costos totales transferidos debido a el esquema de apoyo seleccionado y las opciones políticas (M€)

2.2.1. Escenarios

- Escenario B1: En este escenario, las políticas que han sido implementadas en la actualidad permanecen sin adaptaciones.
- Armonización de un sistema de apoyo después del periodo de transición establecido en la Directiva 2001/77/CE. Para analizar los diferentes sistemas de apoyo respecto al escenario tendencial, se asume que la meta de electricidad renovable deben ser alcanzada para el año 2020. El escenario B2 corresponde a un sistema armonizado mediante el sistema de tarifa garantizada. El escenario B3 corresponde a un sistema internacional de certificados verdes comerciables; y el escenario B4 a un sistema nacional de certificados verdes comerciables.
- Los desarrolladores del *Green-X* definieron una meta de electricidad renovable de 1000 TWh para el 2020, con el objetivo de analizar cómo esta meta influye en la eficiencia de los sistemas de apoyo. Se simulan dos escenarios, uno en el que se continúa con las políticas actuales hasta el año 2012, y a partir de ahí se instaura un sistema armonizado, sea con el mecanismo de la tarifa garantizada (escenario H1) o mediante un sistema internacional de certificados verdes comerciables (escenario H2); y el otro, consistiría en un sistema armonizado desde el año 2005, donde las metas indicativas para los Estados miembros deben ser alcanzadas en el 2010 (escenarios H3-H5).²⁸⁶

2.2.2. Supuestos generales

Se supone que la demanda eléctrica crece en promedio a 1,8 % hasta el año 2010, a partir de entonces el crecimiento será de 1,5 %.

El precio de la energía eléctrica para cada uno de los Estados miembros de la Unión Europea 15 es calculado internamente en el modelo.

²⁸⁶ Huber, C., et. al., *Action plan ...*, op. cit.

El cálculo de la tasa interna de retorno se realiza con base en la metodología de costos de capital promedio. Para esto, se consideran dos opciones; 6,5 % es el valor por defecto y 8,6 % es el valor para el análisis sensitivo y es aplicado en escenarios con condiciones de planificación.

Para la mayoría de las tecnologías renovables, el pronóstico de los costos de inversión resultó de las curvas de aprendizaje.

Supuestos para los sistemas de apoyo

- El escenario tendencial incluye la nueva meta de 1000 TWh para el 2020.
- Horizonte de planificación estable.
- Política de electricidad renovable continua / metas de electricidad renovable a largo plazo.
- Estructura tarifaria bien definida y clara / cuota anual para las tecnologías renovables.
- Inversión y costos de operación y mantenimiento reducidos, incremento de la eficiencia energética.
- Reducción de las barreras y alta aceptación pública en el largo plazo.

Otros supuestos para todos los escenarios menos para el escenario tendencial

- Apoyo financiero únicamente para nueva capacidad.
- Restricción de la duración en el cual los inversionistas pueden recibir apoyo financiero adicional.

Condiciones del escenario asumiendo un sistema de cuota obligatoria

- Se estandarizan los certificados verdes comerciables.
- Competencia perfecta. i. Alto nivel de transparencia en el mercado. ii. Nivel apropiado del volumen para el comercio. iii. Recursos renovables más eficientes que conduzcan a un mercado idealizado de certificados verdes completamente competitivo.

- No hay apoyo adicional para tecnologías renovables menos maduras.
- Metas interinos anuales.
- Multas por no satisfacer la cuota obligatoria de hasta 150 €/MWh.

Condiciones del escenario sumiendo el sistema de tarifa garantizada

- Tarifas garantizadas para cada tecnología.
- Para las tarifas se establecen precios tan bajos con sea razonable.
- Las tarifas para le energía eólica son diseñadas escalonadamente.

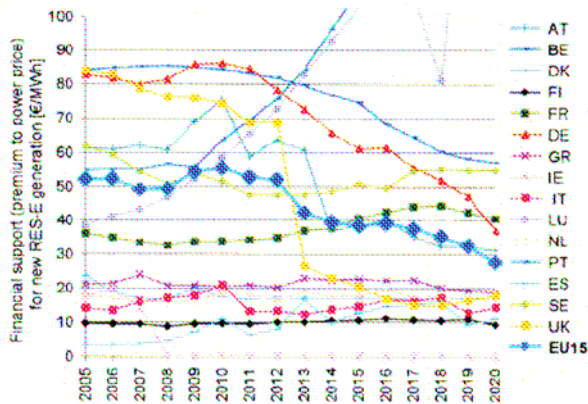
2.2.3. Resultados

Las gráficas 5.15 a la 5.19 muestran los resultados de la simulación de los diferentes escenarios con el modelo *Green-X*. La primera gráfica corresponde al escenario B1, en el que cada Estado miembro continúa con las políticas de promoción para la electricidad renovable. Los valores de los sistemas de apoyo que permanecen aproximadamente estables, es decir, su variación no supera un rango 10 €/MWh corresponden a Finlandia, Italia, Grecia, Francia, España, Países Bajos y Suecia. Los valores que aumentan vertiginosamente corresponden a Luxemburgo y Portugal. Y los valores que presentan decrementos son de Alemania, Bélgica, Reino Unido, Austria, Irlanda y Dinamarca.

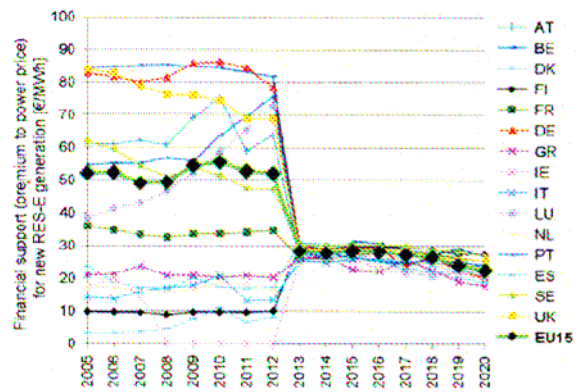
Las gráfica 5.16 y 5.17 representan la situación de un sistema armonizado. La primera gráfica muestra el esquema de la tarifa garantizada, y la segunda, el sistema de certificados verdes comerciables. Un aspecto a destacar entre los dos sistemas es que las tarifas garantizadas brindarían el mismo nivel de apoyo para cierta tecnología en todos los Estados miembros, mientras que el sistema de certificados verdes brindaría un mismo nivel pero para los certificados y no para la energía generada. En ambas gráficas se ve que a partir del año 2012 inicia el sistema armonizado que consiste en otorgar un apoyo uniforme por MWh en todos los Estados miembros; también se evidencia que mientras el sistema de certificados mantiene un valor estable para los

certificados, el sistema de tarifa garantizada muestra una leve tendencia a la baja. La gráfica 5.18 muestra el caso en el que cada uno de los Estados miembros implementa un sistema de certificados verdes a nivel nacional. Los valores de los certificados son tan volátiles como en el escenario B1.

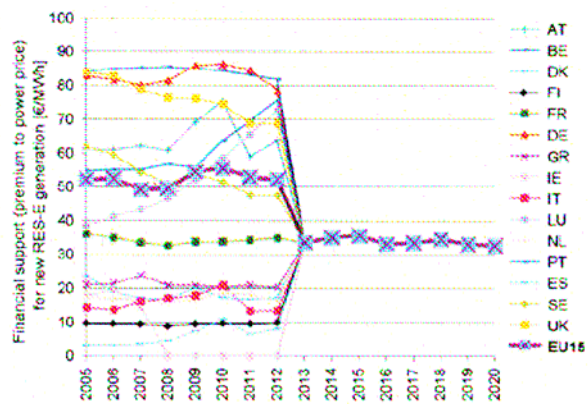
Gráfica 5.15 Escenario B1 - Continuación de las políticas actuales para promover la electricidad renovable



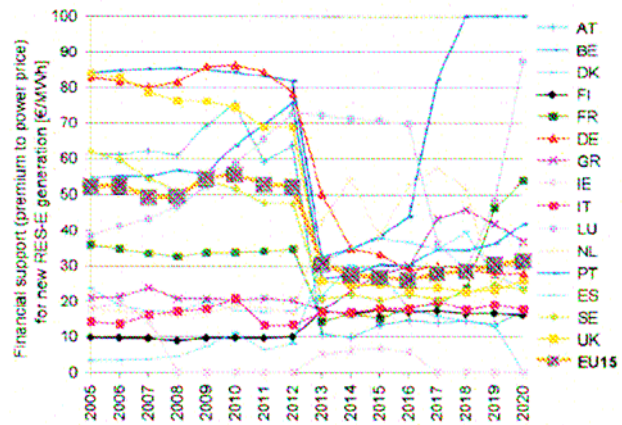
Gráfica 5.16 Escenario B2 – Sistema armonizado mediante el esquema de tarifas garantizadas



Gráfica 5.17 Escenario B3 – Sistema armonizado mediante el esquema internacional de certificados verdes comerciables



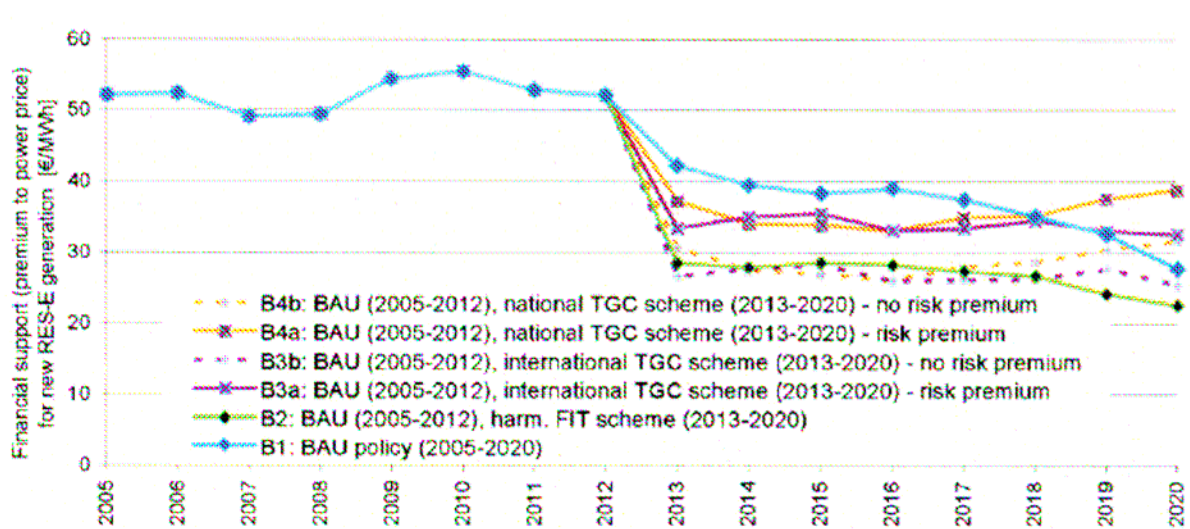
Gráfica 5.18 Escenario B4 – Esquema de certificados verdes a nivel nacional



Fuente: Huber, C., et al., *Action plan...*, op. cit.

Quienes desarrollaron el modelo concluyeron que la aplicación de un sistema armonizado evita las distorsiones, debido a que el nivel del apoyo que sería igual en todos los Estados miembros. Además, en términos generales, reduce la distorsión con respecto a la transferencia de costos para la sociedad, sin resultar automáticamente es una carga uniforme para los consumidores.

Gráfica 5.19 Comparación de los sistemas de apoyo (2005-2020)



Fuente: Huber, C., et. al., *Action plan...*, op. cit.

La gráfica 5.19 muestra los resultados de la simulación para la Unión Europea 15. Respecto a la política tendencial (escenario B1), el valor promedio del apoyo permanece constante hasta el año 2012 cuando inicia su decrecimiento. La reducción del valor promedio del apoyo, sin embargo, es más baja introduciendo un esquema bien diseñado de tarifa garantizada por tecnología, este resultado corresponde al escenario B2. En contraste con este esquema (tarifa garantizada), ambos, el sistema nacional e internacional de certificados verdes comerciales promueven opciones de generación de menor costo si no se tiene en cuenta las primas de riesgo exigidas por los inversionistas.

2.3. Documento Forres 2020

El documento Forres 2020 fue otro de los estudios financiados por la Comisión Europea, con el objetivo de examinar la legislación respecto a la generación de electricidad proveniente de

fuentes de energía renovable, y así, definir las acciones futuras para alcanzar una nueva meta en el año 2020. En este estudio se analiza el proceso de adopción de un marco comunitario de los sistemas de apoyo basado en los impactos de las políticas nacionales que los Estados miembros han implementado para alcanzar las metas indicativas establecidas en el año 2010.

La información cuantitativa utilizada para desarrollar este estudio provino de análisis econométricos y de los resultados de simulación de la herramienta computacional *Green-X*, con la que fueron simulados dos escenarios, tendencial y político.

El enfoque econométrico se fundamenta en un marco estadístico sólido, donde las proyecciones se soportan en tendencias observadas en el pasado, como también, en el potencial de electricidad renovable en el mediano plazo para cada una de las fuentes energéticas. La esencia del modelo consiste en una base de datos que contiene información del desarrollo histórico de cada una de las fuentes de energía renovable en cada uno de los Estados miembros de la Unión Europea. El enfoque se erige sobre la teoría de procesos de difusión tecnológica, los cuales son comúnmente modelados usando las curvas S. El concepto de la curva S fue modificado ligeramente; transformado la dependencia de penetración de una cierta tecnología versus el tiempo, a la dependencia de la tasa de crecimiento de esta tecnología versus la penetración. La dependencia de la tasa de crecimiento es lineal (en el caso de una curva S pura) permitiendo una prueba robusta de tendencias pasadas. El desarrollo futuro de la tecnología puede ser modelado usando relaciones entre la tasa de crecimiento y la penetración observada de una tecnología específica. Escenarios de tasas de crecimiento conocidas pueden ser modelados con este método el cual evita suposiciones.

2.3.1. Escenarios

Se simuló dos escenarios, el escenario tendencial y el político. En el escenario tendencial el desarrollo futuro de la electricidad renovable se basa en las políticas, las barreras y las restricciones actuales. La información relativa a las restricciones de la red eléctrica y las barreras

sociales y administrativas se obtuvo mediante encuestas a los posibles inversionistas y entrevistas a algunos expertos.²⁸⁷

El enfoque político contempló la correlación entre las mejores estrategias políticas implementadas históricamente y la penetración de las fuentes de energía renovable. Este enfoque asume un horizonte de planificación estable, al igual que la eliminación de las barreras técnicas y sociales.²⁸⁸

Ambos enfoques dejaron de lado el efecto derivado del incremento de la eficiencia energética promovida por la Directiva 93/76/EEC, derogada en el 2006 por la Directiva 2006/32/CE. Por esta razón, el crecimiento general del consumo de energía podría ser más bajo, haciendo que la meta para las fuentes de energía renovable sea menos rigurosa en términos absolutos.

2.3.2. Resultados

Bajo las políticas actuales (escenario tendencial) sólo tendrán un crecimiento significativo Francia, Alemania, España, Finlandia y el Reino Unido. Hay un mayor incremento en los Estados miembros con el sistema de tarifas garantizadas, que en aquellos con el sistema de cuotas basado en certificados verdes.²⁸⁹

En términos de la Unión Europea, la generación de electricidad renovable alcanzará 581 TWh en 2010, es decir 19 % de la generación total de electricidad, y 848 TWh en 2020, lo que equivale al 34,2 % de la generación total de electricidad. Teniendo en cuenta la meta establecida en la Directiva 2001/77/CE, la cantidad alcanzada sería alrededor de 93 TWh o 2 % menos de lo esperado. La meta de 22 % para el 2010 puede alcanzarse con un retraso de 3 años si se toman medidas respecto a la demanda (eficiencia), y de 5 años, si la demanda sigue la tendencia. Respecto a los Estados miembros, sólo tres alcanzarían la meta, estos son: Alemania, Países Bajos y el Reino Unido (ver gráfica 5.20).

²⁸⁷ Ragwitz, M., et. al., op. cit.

²⁸⁸ *Ibíd.*

²⁸⁹ *Ibíd.*

Bajo el escenario político, todos los Estados miembros muestran un crecimiento significativo dependiendo del potencial disponible. Por ejemplo, Austria que ya tiene una penetración alta, el crecimiento será moderado, mientras el Reino Unido y Alemania tienen suficiente potencial para crecer significativamente bajo las condiciones del escenario político. La energía eólica, tanto los emplazamientos en tierra como en plataformas marinas, se mantendrá como la fuente más importante (ver tabla 5.2).²⁹⁰ Para el 2020 se espera que cerca del 45 % de las plantas de generación eléctrica corresponda a turbinas eólicas instaladas en tierra, y 30 % a plataformas marinas, generando alrededor de 45 % de la electricidad total, de los cuales 30 % provendrían de turbinas eólicas en tierra y 15 % de plataformas marinas.

Tabla 5.2 Alcance de las metas indicativas nacionales según los resultados del documento Forres 2020

Fuente de energía renovable	Escenario tendencial (TWh)	Escenario político (TWh)
Biogás	21	22
Biomasa sólida	62	161
Desecho de biomasa	17	22
Geotermia	7	8
Hidroelectricidad a gran escala	276	284
Hidroelectricidad a pequeña escala	39	41
Fotovoltaica	3	5
Solar térmica eléctrica	1	2
Océano y olas	2	4
Eólica en tierra	136	163
Eólica en el mar	17	26
Total electricidad renovable	582	736
Demanda total	3065	2904
Participación de la demanda	19 %	25,4 %

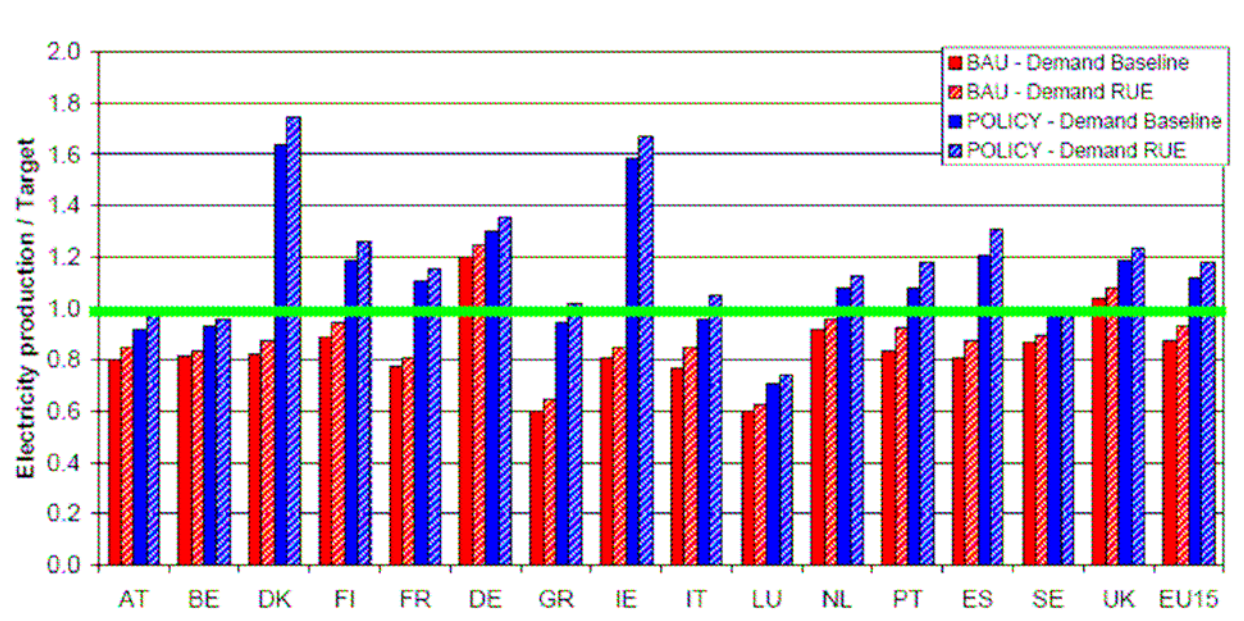
Fuente: Ragwitz, M., et. al., op. cit.

Otro incremento significativo provendría de la biomasa sólida y del biogás, el primero sería de más de 8 % y el segundo de más de 6 %. Debido a la menor aceptación y apoyo público, las grandes centrales hidroeléctricas tendrían incrementos marginales en términos absolutos.

²⁹⁰ *Ibíd.*

En cuanto a nueva capacidad instalada, se espera que el Reino Unido, Alemania, Francia, España e Italia contribuyan con la mayor parte. Respecto a la inversión, ésta se mantendrá estable, durante todo el período hasta el 2020 para la energía eólica (emplazamientos en tierra) y el biogás; para la biomasa sólida, la inversión ocurriría en los primeros años (2005-2015); y para la energía eólica (emplazamientos en plataformas marinas) y la energía solar fotovoltaica después del año 2010, principalmente. En términos de la Unión Europea, las inversiones estimularán el aprendizaje tecnológico, conduciendo a costos de generación menores en el futuro.

Gráfica 5.20 Cumplimiento de la meta indicativa para el 2010 de los Estados miembros en la Unión Europea



Fuente: Ragwitz, M., et al., op. cit.

La gráfica 5.20 muestra los resultados sobre el alcance o no de las metas indicativas a nivel nacional para el año 2010. En esta corrida se modeló el escenario tendencial y político incluyendo medidas relacionadas con el ahorro y el uso eficiente de la energía. Gráficamente se ve la importancia de dicha actividad en lo referente al alcance de las metas de electricidad renovable. Como las metas son especificadas en términos de porcentajes del consumo total, una baja del consumo en general induce a una meta absoluta más baja sobre el crecimiento requerido de la electricidad renovable.

3. Discusión sobre el proceso de armonización de sistemas de apoyo a la electricidad proveniente de fuentes de energía renovable

Después de ser emitida la Directiva 2001/77/CE, emergieron dos tendencias, principalmente, respecto al proceso de armonización de los sistemas de apoyo que incentivan la generación de electricidad renovable en la Unión Europea. Una de las tendencias se fundamentó en las mejores experiencias en cuanto a la efectividad de las políticas. En otras palabras, la experiencia de Alemania, España y Dinamarca con las tarifas garantizadas marcó una de las pautas. La otra tendencia se alineó con el mandato de la Directiva 1996/92/CE relativa al mercado interior de electricidad en la Unión Europea, que señaló la liberalización del subsector eléctrico en cada uno de los Estados miembros, así, esta tendencia se fundamentó en la promoción del sistema de cuotas basado en certificados verdes. También hubo quienes se mostraron escépticos al proceso de armonización, afirmando que la diversificación de sistemas de apoyo es la mejor manera de continuar la promoción de electricidad renovable, por lo menos hasta el año 2012, cuando se podrá realizar una evaluación a posteriori de las políticas instauradas por los Estados miembros para alcanzar las metas indicativas nacionales, y finaliza el período transitorio de siete años dado por la Comisión Europea, debido a que en el año 2005 no se estableció un marco comunitario relacionado a los sistemas de apoyo. Ahora veamos las diferentes tendencias.

3.1. Armonización

Los fundamentos tenidos en cuenta para la consolidación del mercado interior de electricidad en la Unión Europea han sido de liberalismo económico. Quienes promueven la armonización asumen que el liberalismo económico es el camino más acertado para impulsar la generación de electricidad renovable, ya que así no se distorsionaría el mercado de electricidad convencional. Es decir, las directrices del subsector eléctrico subordinarían al subsector de la electricidad renovable. En esta tendencia la dimensión económica predomina sobre la política.

La emergencia de los sistemas de tarifas garantizadas y de los certificados verdes ha sido evidente en el proceso de armonización, lo que no es coherente, es la afirmación que para lograr la meta indicativa del 22 % es necesario armonizar un sistema de apoyo con el mercado eléctrico

convencional que sea uniforme en todos los Estados miembros. Veamos un ejemplo: Alemania y España han utilizado el sistema de tarifas garantizadas desde la década del 80, es decir, más de diez años antes de ser emitida la Directiva 2001/77/CE, si a través del marco comunitario se decide implementar el sistema de certificados verdes comerciables, esta medida entraría en contraposición con la política de tarifas de estos países, y los efectos serían regresivos, puesto que los inversionistas reciben mayores incentivos con el sistema nacional; además, no tienen que participar de otro mercado para vender los certificados verdes, incurriendo en costos de transacción y de riesgo. En el caso contrario, en el que se pretenda armonizar un sistema de tarifas garantizadas, quedarían en desventaja los Estados miembros que tengan difícil acceso al potencial energético aprovechable, ya que los costos de generación serían diferentes respecto a los otros Estados miembros, mientras las tarifas garantizadas serían iguales en todos los Estados miembros para una misma tecnología. El alcance de las metas indicativas depende de la intensificación de las políticas nacionales y no de la armonización.

Otro elemento importante en la discusión del proceso de armonización, es el papel que cumple la garantía de origen exigida en la Directiva 2001/77/CE. El objetivo de este documento es certificar el origen renovable de la electricidad vendida por los propietarios de las plantas de generación eléctrica, este documento no es comerciable. Sin embargo, hay quienes plantean la homogeneización de estos documentos y su comercialización con el fin de ir incorporando el sistema de certificados verdes.

«La garantía de origen podría denotar un paso preliminar hacia una posible introducción de un esquema para la Unión Europea de certificados comerciables de electricidad renovable (...) La Directiva de electricidad renovable da pasos hacia la armonización de un marco regulatorio para toda la Unión Europea, por ejemplo, la introducción de las garantías de origen para la electricidad producida mediante fuentes de energía renovable. Sin embargo, la Directiva exige requerimientos mínimos sobre el contenido de la información que debe ir en la garantía de origen. Dada esta libertad en la implementación, los Estados miembros definen contenidos diferentes en la garantía de origen haciendo incompatible el sistema (...) para los años venideros el desafío será reconciliar la diversidad actual de instrumentos de

apoyo con el mercado interior de electricidad y cosechar los beneficios del comercio.»²⁹¹

El principio de subsidiariedad establecido en el tratado constitutivo de la Unión Europea, defiende el derecho de los Estados miembros a implementar de acuerdo a sus propios métodos las medidas aprobadas a nivel regional. Por esta razón, pensar en la homogeneización de un marco comunitario, o inclusive, de las garantías de origen, es transgredir un derecho establecido en el tratado constitutivo de la Unión Europea. «*Los Estados miembros están obligados a emitir las garantías de origen pero no a introducir un sistema de certificados verdes comerciables.*»²⁹²

La pregunta que surge para aquellos que promueven la armonización es la siguiente: ¿Es la eficacia de las políticas, o acaso, la eficiencia comercial, la que conducirá al logro de los objetivos de seguridad en el suministro energético, disminución de la dependencia de importaciones y compatibilidad ambiental?

3.1.1. Pro y contra de la armonización mediante el sistema de certificados verdes comerciables²⁹³

El objetivo en este numeral consiste en presentar el análisis que desarrolló Pablo del Río respecto a la armonización de sistemas de apoyo mediante el esquema de certificados verdes. La importancia de este análisis radica en el contraste de los resultados teóricos y los resultados reales de la armonización.

²⁹¹ *Ibíd.*

²⁹² Del Río, P., “A European-wide harmonized tradable green certificate scheme for renewable electricity: is it really so beneficial”, *Energy Policy*, vol. 33, issue 10, July, 2005, pp. 1239-1250.

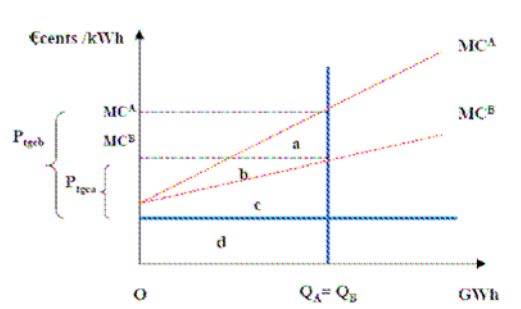
²⁹³ Este análisis fue desarrollado por Pablo del Río en el artículo: Del Río, P., “A European-wide harmonized tradable green certificate scheme for renewable electricity: is it really so beneficial”, *Energy Policy*, vol. 33, issue 10, July, 2005, pp. 1239-1250.

3.1.1.1. Análisis teórico

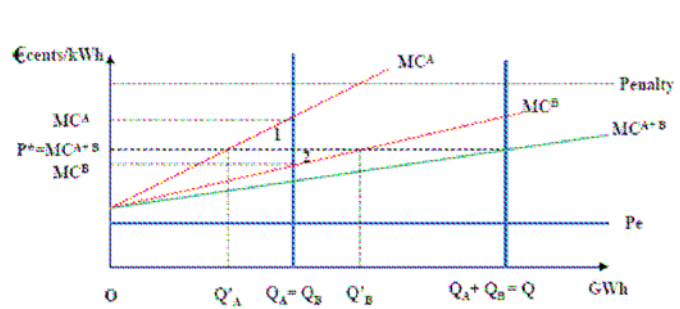
El análisis teórico fue desarrollado para dos países, uno con bajo potencial de electricidad renovable, y por ende, altos costos (país A); y el otro con mayor potencial de electricidad renovable, y bajos costos de generación (país B). Los resultados son trasladados a la Unión Europea de los quince. Los supuestos fueron los siguientes:

- Se asume un mercado para la energía eléctrica y otro para los certificados verdes comerciables, ambos mercados son competitivos.
- El precio de la electricidad (P_E) es el mismo para ambos países y permanece estable en el tiempo.
- Las metas indicativas para ambos países son iguales, y la meta general es la suma de las anteriores, es decir: $Q=Q_A+Q_B$ y $Q_A=Q_B$.
- El país A tiene una curva de costo marginal relativamente alta, es decir, para este país es más caro el despliegue de la electricidad renovable que para el país B.
- Las curvas de costo marginal para la electricidad renovable están por encima del precio de la electricidad. Esto significa que los propietarios de las plantas sólo generarán electricidad renovable si reciben una compensación.
- El análisis estático sólo contempla dos escenarios: la continuación de las políticas actuales y la armonización mediante certificados verdes para todas las tecnologías.
- El precio de los certificados verdes es determinado por la interacción de la oferta y la demanda en el mercado donde estos son comercializados. La curva de oferta se basa en los costos marginales de la generación de electricidad renovable; y la de demanda en la meta establecida para cada país.
- El comercio, en el escenario de armonización, es sólo de certificados verdes y no de electricidad.

Gráfica 5.21 Escenario tendencial



Gráfica 5.22 Escenario armonizado



Fuente: Del Río, P., "A European-wide harmonized tradable green certificate scheme for renewable electricity: is it really so beneficial", *Energy Policy*, vol. 33, issue 10, July, 2005, pp. 1239-1250.

Eficiencia en los costos: Bajo un sistema armonizado mediante certificados verdes se alcanzarían las metas indicativas en costos mucho más bajos que si los países hubieran continuado con sus propias políticas. Veamos la gráfica 5.21. Para el país A, alcanzar la meta Q_A conlleva a un costo marginal más alto para la última unidad generada MC_A que para el país B, donde la meta es la misma, $Q_B=Q_A$, y el costo marginal está representado por MC_B . El costo total para alcanzar la meta del país A es la suma de las áreas a , b , c y d ; mientras el costo total del país B es la suma de las áreas c y d . Así, el costo para alcanzar la meta general del escenario tendencial, es decir, $Q=Q_A+Q_B$ es la suma de las áreas para alcanzar Q_A y Q_B , es decir, $a+b+2c+2d$. Suponiendo que ambos países tienen un sistema nacional de certificados verdes, donde no hay comercio entre ellos, el precio del certificado para el país A es mayor al del país B, debido a que los costos marginales son mayores. En teoría, podría implementarse un mecanismo que redujera la generación de electricidad renovable en el país A, que presenta costos más altos, e incrementara la generación en el país B, con costos inferiores, así, los costos generales para alcanzar la meta Q serían menores. Sin embargo, la economía ambiental contempla esta situación sólo si fuera posible implementar un sistema armonizado a través de un esquema de certificados verdes a un nivel europeo.

La gráfica 5.22 corresponde a un sistema armonizado donde se muestran las curvas de costo marginal para los dos países. El precio del certificado a nivel europeo sería (P^*) , que es la intersección entre la meta Q y la curva de costo marginal agregada MC^{A+B} . El precio del certificado para el país A es mayor que P^* , esto indica que este país no tiene potencial de

generación en ese precio. Lo contrario ocurre para el país B, donde el precio del certificado es inferior a P^* , esto quiere decir que B tiene un gran potencial. Teniendo en cuenta la armonización, para el país A sería atractivo generar electricidad renovable hasta Q'_A , puesto que no sería rentable generar más de esa cantidad, porque sería más barato comprar certificados verdes que generar electricidad. Por lo tanto, para alcanzar la meta (Q_A), el país A compraría certificados verdes a un precio P^* por una cantidad $Q_A - Q'_A$. Así, el país A se ahorraría el área 1, si se compara con el escenario tendencial. El país B generaría electricidad renovable hasta Q'_B , mucho más que en el escenario tendencial, ya que los costos de generación son más que compensados por los ingresos de la venta de certificados excedentes al país A, a un precio P^* . Para el país B no sería rentable producir menos ya que ganaría ingresos adicionales representados por el área 2.

Este análisis muestra que ambos países se beneficiarían de la transición a un sistema armonizado con un esquema de certificados verdes. El país B obtendría ingresos adicionales y el país A ahorraría costos. Esto podría ser aplicado a la Unión Europea en el alcance de las metas indicativas. Así, los inconvenientes en alcanzar la meta serían manejados mediante la compra de certificados verdes de los países con excedentes de certificados, y las metas serían alcanzadas de una manera más eficiente respecto a los costos. Los precios de los certificados serían más estables en un sistema europeo que en uno nacional.

3.1.1.2. Análisis de la situación real en el caso armonizado mediante certificados verdes

Los resultados del análisis teórico muestran las virtudes de la armonización mediante el esquema de certificados verdes comerciales respecto al alcance de la meta indicativa de la Unión Europea. Sin embargo, las fallas de dicho análisis no son contempladas, por lo que se presentan en este numeral.

Sensibilidad respecto a los supuestos: Se supone que el precio de los certificados en un sistema de comercio europeo sería puesto en el nivel correcto P^* . Sin embargo, éste podría fluctuar lo que sería muy problemático. Si P^* es muy bajo, las inversiones en sitios menos atractivos no serían rentables. Si el precio P^* fuera alto, no habría incentivo para el comercio, así, para el país A no

sería atractivo comprar certificados caros en el mercado, por lo que generaría más electricidad renovable y no ahorraría costos. Por lo tanto no habría ventajas provenientes del comercio. La buena voluntad de los inversionistas sería reducida por los vaivenes del precio del mercado.

En algunos países, el cambio de un sistema de tarifas a un sistema de certificados verdes comerciables podría conducir a incertidumbre y por lo tanto a un lento despliegue adicional de electricidad renovable. Esto ya ocurrió en Dinamarca, debido al anuncio del sistema de certificados.

Nivel de ambición de las metas: El nivel de las metas tiene una influencia significativa sobre los posibles ahorros al comparar un sistema armonizado con uno no armonizado. Ya que la eficiencia de los costos en un sistema armonizado es dependiente del nivel de ambición de las metas nacionales. Dependiendo de la meta los ahorros pueden ser mayores o menores. En teoría, los países con mayor potencial y costos de generación menores deberían haber aceptado metas más ambiciosas que los países con bajo potencial y altos costos. Es probable que las metas de la Directiva 2001/77/CE hayan tenido en cuenta el potencial existente y los esfuerzos de los Estados miembros; sin embargo, estas metas fueron más el resultado de un proceso de negociación política en la cual los intereses de los Estados jugaron un rol importante. Ya que la curva de costo marginal no es conocida para cada uno de los Estados miembros, la distribución de la Directiva puede no ser la manera más eficiente de repartir las cargas.

Nivel inicial en el despliegue de la electricidad renovable: En el análisis teórico se asumió que ambos países iniciaron con el mismo nivel de penetración de electricidad renovable. Para alcanzar sus metas, ellos avanzan de un nivel de costos marginal bajo a uno más alto. El asunto es cuando algunos países han ya invertido significativamente en el pasado, ellos habrían agotado la mayoría de su potencial barato para el tiempo en el que fueron establecidas las metas. Si estas consideraciones no son tenidas en cuenta, la curva de costos marginal sería muy empinada, y los Estados que no habían emprendido alguna medida en el pasado estarían en una situación mejor, siendo más caro para los Estados que ya habían adelantado ciertas medidas para alcanzar las metas.

Conflicto con objetivos ambientales y socioeconómicos a nivel nacional: Los gobiernos nacionales pueden tener otras metas políticas además de conseguir eficiencia en los costos. Por

ejemplo, recibir los beneficios de desarrollar una industria nacional fuerte en tecnologías de electricidad renovable; crear oportunidades de desarrollo en áreas rurales y deprimidas; y mejorar la cohesión social. Aunque la armonización conduce a beneficios generales para todos los Estados miembros, los costos para algunos de ellos pueden ser tan altos debido al efecto negativo sobre la industria nacional y los empleos, una vez esto es considerado, la armonización no sería tan benéfica.

Problemas de eficiencia dinámica: La armonización incluye todas las tecnologías más competitivas y maduras. Mientras las otras tecnologías no tendrían la oportunidad ni penetrarían el mercado. Para impulsar estas tecnologías, serían necesarios otros sistemas de apoyo a nivel nacional. El desafío sería adoptar una estrategia complementaria que estimule ambas las tecnologías maduras y no maduras.

«Los Estados nacionales con intereses creados fuertes en las políticas verdes diseñadas nacionalmente han sido renuentes a renunciar al control político.»²⁹⁴

Es altamente probable que la armonización en combinación con un esquema de certificados verdes continuará siendo rechazada por algunos Estados, probablemente por aquellos que se convertirían en importadores en el mercado unificado, sin disfrutar de los beneficios locales.

La continuación de las políticas actuales comparado con un sistema armonizado con certificados verdes traería costos para los consumidores y/o los contribuyentes los cuales deben ser tomados en cuenta, pero esto también traería beneficios. Los beneficios deben ser puestos en la balanza y los gobiernos nacionales deben, por consiguiente, posicionarse.

3.2. Diversificación

«Con tal diversidad de instrumentos políticos aplicados a través de la Unión Europea no es posible seleccionar un único instrumento como el mejor sistema de apoyo en todos los mercados bajo todas las circunstancias. El diseño específico o la implementación del instrumento, más que el tipo de mecanismo seleccionado, y la

²⁹⁴ Del Río, P., op. cit.

disminución de las barreras del mercado son los factores exitosos detrás del fuerte desarrollo de las renovables (...) Este proyecto identificó aquellas políticas que actualmente han propiciado un mayor crecimiento en el despliegue de las energías renovables. Esto no quiere decir que esas políticas sean las mejores sobre el mercado o las que tengan los mejores criterios de costo-eficiencia. Ellas meramente sirven como ilustración de qué tan veloz podrían ser los desarrollos si nosotros aplicamos políticas más efectivas a través de toda la Unión Europea.»²⁹⁵

A la fecha, la mayor parte de la inversión en proyectos de generación eléctrica mediante el uso de fuentes de energía renovable se ha llevado a cabo a través de la combinación de sistemas de apoyo. La tendencia ha sido la instauración de políticas integradas. ¿Qué hace que las políticas sean exitosas? La eficacia de la política depende tanto del mecanismo seleccionado como del papel de las instituciones, del marco regulatorio y de la continuidad de ésta en el largo plazo.

La continuidad de la política es importante no sólo para los inversionistas, sino también para la industria de las tecnologías renovables, la cual depende, principalmente, de la coordinación entre la investigación, el desarrollo y la demostración pública y privada, como del incremento del uso de la tecnología.

4. Conclusiones

Los sistemas de apoyo para estimular la electricidad proveniente de fuentes de energía renovable son bastante divergentes entre los Estados miembros al igual que los sistemas regulatorios sobre los cuáles son implementados. Los investigadores y quienes formulan las políticas en la Unión Europea se preguntan constantemente cómo conciliar la coexistencia de diferentes tipos de sistemas de apoyo con el mercado interior de electricidad, al parecer, se han preguntado poco el hecho que talvez estos dos subsectores no se pueden fusionar bajo las mismas reglas del mercado debido a su origen. Para analizar y entender el papel de las fuentes de energía renovable dentro de la matriz energética es indispensable elaborar o retomar otros planteamientos teóricos que los utilizados para analizar y pronosticar el sector energético convencional.

²⁹⁵ Ragwitz, M., et. al., op. cit.

Teniendo en cuenta los planteamientos de la Comisión Europea, las conclusiones son las siguientes:

La Comisión Europea insiste en la importancia de conseguir cierto grado de compatibilidad entre los sistemas de poyo y el mercado interior de electricidad, para alcanzar las metas establecidas en lo que se refiere a la electricidad proveniente de fuentes de energía renovable; cuando el mismo documento muestra evidencia que el sistema de tarifas garantizadas, que no es compatible con el mercado interior de electricidad, es el que ha incentivado más decisivamente la energía eólica, la fotovoltaica y la biomasa.

Sin embargo, cuando plantea que *«la construcción de un mercado interior europeo debería realizarse a través de una normativa adecuada que tenga en cuenta las etapas necesarias para el desarrollo de las electricidad proveniente de fuentes de energía renovable»*, parece que se abre a las posibilidades de introducir medidas económicas conservadoras, y por ende, más eficaces en cuanto a la promoción, pero, esto no está explícito en el documento así que surge la pregunta *¿Qué significa normativa adecuada para la Comisión Europea?*

En cuanto al proceso de armonización, las conclusiones de la Comisión eran previsibles. Por esto, planteó las ventajas y desventajas de un sistema armonizado, tratando de sentar las bases de las futuras discusiones sobre el tema. Sin embargo, argumentó elementos favorables a la armonización que no necesariamente son inherentes a ese proceso o que transgreden las mismas características de las fuentes de energía renovable. Un caso específico es el de las economías de escala.

Un elemento importante de las desventajas planteadas por la Comisión fue el efecto que tendría la fluctuación del valor de los certificados verdes sobre los ingresos de los propietarios de las plantas generadoras, en caso que este fuera el sistema armonizado. Este ha sido uno de los aspectos más relevantes en contra de dicho sistema de apoyo y es conveniente para la región que la Comisión lo tenga presente y lo lleve a la discusión, ya que al inicio del proceso de promoción de la electricidad proveniente de fuentes de energía renovable, esta institución mostró cierta inclinación por instaurar dicho instrumento.

El papel de los Estados importadores y exportadores en un escenario armonizado es básico, puesto que los beneficios sociales, ecológicos y económicos en los diferentes ámbitos serían altamente dispares, donde los más favorecidos serían los países exportadores.

Los fundamentos tenidos en cuenta para la consolidación del mercado interior de electricidad en la Unión Europea han sido de liberalismo económico. Quienes promueven la armonización, asumen que el liberalismo económico es el camino más acertado para impulsar la generación de electricidad renovable, ya que así no se distorsionaría el mercado de electricidad convencional. Es decir, las directrices del subsector eléctrico subordinarían al subsector de la electricidad renovable. En esta tendencia la dimensión económica predomina sobre la política.

La emergencia de los sistemas de tarifas garantizadas y de los certificados verdes ha sido evidente en el proceso de armonización, lo que no es coherente, es la afirmación que para lograr la meta indicativa del 22 % es necesario armonizar un sistema de apoyo con el mercado eléctrico convencional que sea uniforme en todos los Estados miembros. Veamos un ejemplo: Alemania y España han utilizado el sistema de tarifas garantizadas desde la década del 80, es decir, más de diez años antes de ser emitida la Directiva 2001/77/CE, si a través del marco comunitario se decide implementar el sistema de certificados verdes comerciables, esta medida entraría en contraposición con la política de tarifas de estos países, y los efectos serían regresivos, puesto que los inversionistas reciben mayores incentivos con el sistema nacional; además, no tienen que participar de otro mercado para vender los certificados verdes, incurriendo en costos de transacción y de riesgo. En el caso contrario, en el que se pretenda armonizar un sistema de tarifas garantizadas, quedarían en desventaja los Estados miembros que tengan difícil acceso al potencial energético aprovechable, ya que los costos de generación serían diferentes respecto a los otros Estados miembros, mientras las tarifas garantizadas serían iguales en todos los Estados miembros para una misma tecnología. El alcance de las metas indicativas depende de la intensificación de las políticas nacionales y no de la armonización.

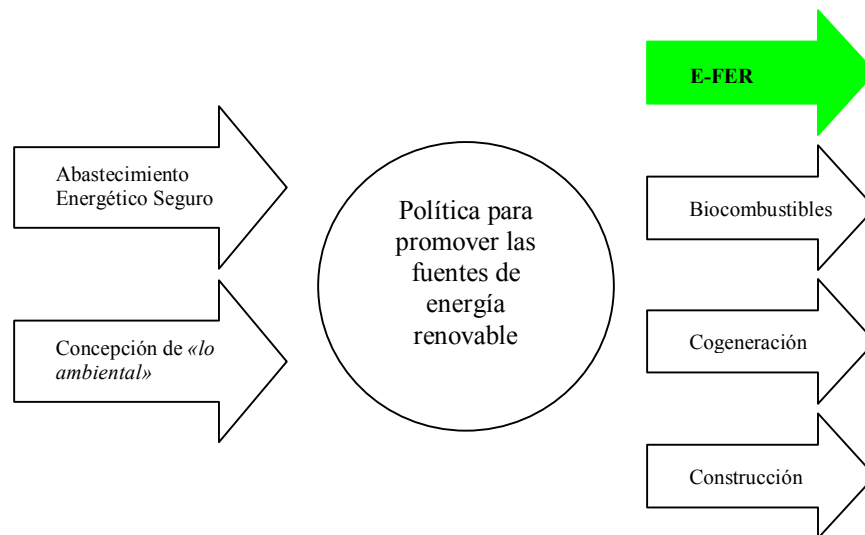
La continuación de las políticas actuales comparado con un sistema armonizado traería costos para los consumidores y/o los contribuyentes, los cuales deben ser tomados en cuenta, pero esto también traería importantes beneficios, especialmente, a nivel local. Los beneficios deben ser puestos en la balanza y los gobiernos nacionales deben, por consiguiente, posicionarse.

Conclusiones

Las políticas para promover el uso de fuentes de energía renovable en la Unión Europea fueron consecuencia dos acontecimientos. El primero fue el de las crisis petroleras (1973 y 1979) que evidenció diversos problemas, hacia futuro, derivados del desabastecimiento de hidrocarburos. El segundo acontecimiento fue la problemática ambiental concerniente al cambio climático, que fue difundida mundialmente en 1992 a través del acuerdo de la convención marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático, en el que la Unión Europea tomó la delantera. Estos dos sucesos fueron el motor de las políticas emitidas en años posteriores.

En la figura 1.1 se observa de manera esquemática el origen y la evolución de la política para promover las fuentes de energía renovable en la Unión Europea. Allí puede verse que ésta fue desagregada en cuatro directivas, que corresponden a los diferentes tipos de aplicación.

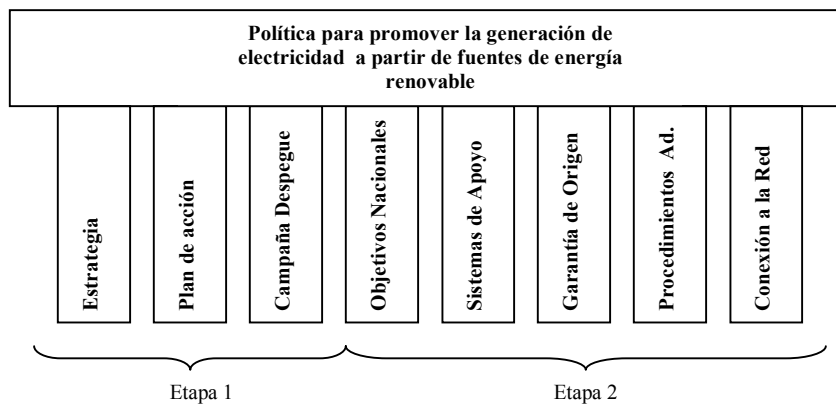
Figura 1.1 Esquematización de la política sobre fuentes de energía renovable en la Unión Europea



Pasando a la política que promueve la generación de electricidad mediante el uso de fuentes de energía renovable, quedó explícito que ésta fue estructurada con base en ocho pilares, los cuales fueron establecidos en dos etapas. La primera etapa comprendió la discusión del objetivo rector

de 12 % y la elaboración y puesta en práctica del «Libro Blanco Energía para el Futuro: Fuentes de Energía Renovable»; en esta etapa surgieron tres elementos conductores que son: la estrategia, el plan de acción comunitario y la campaña de despegue. La segunda fase se inició con la Directiva 2001/77/CE, que propuso cinco directrices más: objetivos indicativos nacionales, sistemas de apoyo o mecanismos de incentivo, garantías de origen, definición de los procesos administrativos y de conexión a la red. La figura 1.2 esquematiza esta política.

Figura 1.2 Estructura de la política para promover la generación de electricidad mediante el uso de fuentes de energía renovable en la Unión Europea



Las evaluaciones de la Comisión Europea sobre el avance y despliegue de esta política dejan ver que existen importantes dificultades en la implementación de la Directiva 2001/77/CE, específicamente, en la parte relacionada con los procedimientos administrativos y de conexión a la red eléctrica. De estas discrepancias, no explícitas en el documento de la Comisión Europea, puede inferirse que hay una contrariedad entre el subsector eléctrico y el de la electricidad renovable, que surge por intentar uniformizar dos subsectores con estructuras productivas y de funcionamiento distintas.

Teniendo en cuenta las conclusiones de la Comisión Europea respecto a la propuesta de armonización que hubiese podido acompañar la evaluación de los sistemas de apoyo, se concluye que, de haberse realizado, no sólo hubiese torpedeado los avances en algunos Estados miembros, ya que estos hubiesen tenido que cambiar sus mecanismos de incentivo por otros, sino también, se hubiese atropellado el principio de subsidiariedad, en el que se apoyan los Estados miembros para acatar las políticas comunitarias sin ceder en la soberanía de sus naciones.

Para los próximos años se vislumbra que las acciones seguirán encaminadas en la reglamentación de la Directiva 2001/77/EC. Para esto, las instituciones europeas, a pesar de sus diferencias y enfoques políticos¹, tendrán que encontrar los instrumentos más adecuados para conseguir los resultados que desean en el mediano y largo plazo.

En el ámbito internacional, la política de la Unión Europea en materia de electricidad renovable busca una posición hegemónica que favorezca la industria de los Estados miembros líderes en la fabricación de estas tecnologías, especialmente, en el campo de la energía eólica, donde se destacan las compañías alemanas y danesas, y en la biomasa donde la industria finlandesa tiene la vanguardia.

A doce años de haberse instaurado el proceso de liberalización de los mercados eléctricos en la Unión Europea 15, se hace evidente que una de las consecuencias de dicha apertura fue la concentración de bienes y actividades en pocas compañías. Del mismo modo que en el subsector de hidrocarburos se habló de las siete hermanas², en el subsector eléctrico pueden distinguirse seis compañías (Fortum, Vattenfall, E.ON, RWE, Electricité de France, Endesa y Electrabel) que dominan el negocio de la electricidad en la Unión Europea.

El criterio sobre el cual se erigió la liberalización de los mercados eléctricos en la Unión Europea se fundamentó en la posibilidad o no, para los consumidores finales, de seleccionar la compañía de suministro eléctrico. Es decir, entre mayor número sean los consumidores que puedan elegir la empresa de suministro, mayor es el grado de apertura del mercado. Sin embargo, dicha apertura quedó en el papel, puesto que las compañías oferentes del servicio de electricidad son casi las mismas que existían antes de la promulgación de las leyes; incluso, en algunos países como Austria, todas las compañías se fusionaron formando una sola empresa.

En la tabla 2.4 se presenta un consolidado del proceso de liberalización de los mercados eléctricos en la Unión Europea.

¹ Ian H. Rowlands en su artículo. Rowlands, I.H., "The European directive on renewable electricity conflicts and compromises", *Energy Policy*, vol.33, issue 8, May, 2005, pp. 965-974.

² Thomas, S., "The Seven Brothers", *Energy Policy*, vol. 31, issue 5, April 2003, pp. 393-403.

Tabla 2.4. Liberalización del mercado eléctrico en la Unión Europea 15

Estados miembros	Apertura %	Año	Principales Compañías	Concentración %	Consumidores que han cambiado la compañía de suministro %
Austria	100	2003	EVN, Verdund, Wiener, Stadtwerke	68	5 - 10
Bélgica	100	2007	Electrabel	97	5 - 10
Dinamarca	100	2003	SK Power Company	75	-
Finlandia	100	1997	Fortum	54	30
Francia	30	ND	Electricité de France	98	5 - 10
Alemania	100	1999	RWE, E.ON, EnBW	80	10 - 20
Grecia	30	ND	Compañía pública de energía	100	Ninguno
Irlanda	100	2007	Consejo para el Suministro de energía	97	30
Italia	35	ND	Enel, Elettrogen	79	Menos de 5
Luxemburgo	100	2007	CEGEDEL	90	-
Países Bajos	100	2003	Essent, Nea	64	10 - 20
Portugal	30	ND	Electricidade do Portugal	85	Menos de 5
España	45	2003	Endesa, Iberdrola, Hidrocatábico, Unión FENOSA	79	Menos del 5
Suecia	100	1998	Sydkraft, Vattenfall	77	-
Reino Unido	100	1998	British Energy, Innogy, PowerGen, Scottish and Southern Energy and Scottish Power	44	80

ND: No discutido

Fuente: La información de la segunda columna ha sido actualizada al año 2007. Las demás columnas quedan igual a la fuente bibliográfica consultada: Commission of the European Communities, *Commission Staff Working Paper – Second benchmark report on the implementation of the internal electricity and gas market*, SEC (2003) 448, April 7, 2003, Belgium (Brussels), tomado de: Kemfert, C., Lise, W., Östling, R., *The European electricity market – Does liberalization bring cheaper and greener electricity?*, October, 2003.

Respecto a la relación entre el subsector eléctrico y el de las fuentes de energía renovable, se destaca el hecho que todos los Estados miembros han acatado la Directiva 2001/77/CE, por lo que el aprovechamiento de estas fuentes energéticas no tiene restricción alguna. La dificultad radica en que las grandes compañías continúan utilizando fuentes de energía convencional y sus planes de expansión siguen esta tendencia, dejando el aprovechamiento de las fuentes de energía renovable a los pequeños productores, a los productores independientes u a otra modalidad de generación eléctrica de menor participación.

El criterio de eficiencia económica inherente a la política de liberalización de los mercados eléctricos europeos prevalece sobre las medidas o criterios de eficacia relativos a la generación de electricidad mediante el uso de fuente de energía renovable.

La influencia de los procesos de apertura de los mercados eléctricos europeos ha imposibilitado impulsar decididamente la política relativa a la generación de electricidad mediante el uso de

fuentes de energía renovable. Ambas políticas coexisten, pero la última está subordinada a las decisiones que se tomen en la primera. Esto puede ejemplificarse a través de los procedimientos administrativos para solicitar las licencias. Para el subsector eléctrico, los procedimientos están claros y no presentan grandes problemas, mientras que para los desarrolladores de proyectos que utilizan fuentes de energía renovable³ dichos procedimientos conducen a largos tiempos de espera en la parte inicial de los proyectos, desalentando de esta manera la inversión.

Pese al dominio del subsector eléctrico y a la política de eficiencia económica que orienta el funcionamiento de sus mercados, hay un elemento a destacar, y es el de la autonomía de los niveles de gobierno menores (regional, municipal y local) que existe en algunos Estados miembros. Mediante esta autonomía y el apoyo de una política bien diseñada para aprovechar las fuentes de energía renovable se puede impulsar proyectos que beneficien social y ecológicamente a las pequeñas comunidades. Aunque este tipo de iniciativas son importantes a nivel local y contribuyen en el cumplimiento de las metas europeas, no son de interés para las grandes compañías eléctricas.

El despliegue de planes, programas, proyectos y medidas legislativas implementadas en los Estados miembros muestra la importancia de las fuentes de energía renovable en la política energética nacional. Pese a lo anterior, todos los Estados miembros no han obtenido buenos resultados. Esto se puede atribuir a los enfoques de la política y la corta duración de las medidas de promoción o la discontinuidad de las mismas.

Los Estados miembros con un enfoque más conservador en términos económicos han conseguido una mayor penetración de la electricidad proveniente de fuentes de energía renovable. La participación de la energía solar fotovoltaica en la matriz eléctrica en Alemania, Austria y España es un buen ejemplo. En estos tres países se emprendieron programas específicos para incentivar esta fuente energética, y en el caso español, se aprobó un decreto que reglamentó la conexión de sistemas fotovoltaicos a la red de bajo voltaje. La ejecución de programas que promueven tecnologías emergentes, como la solar fotovoltaica, no sólo requiere compromisos, sino también presupuesto (gasto público) por parte del Estado.

³ Johansson, T., Turkenburg, W., "Policies for renewable energy in the European Union and its member states: an overview", *Energy for Sustainable Development*, vol. VIII, N° 1, March, 2004, pp. 5-24.

La discontinuidad de los programas o medidas legislativas desalienta a los actores involucrados en el desarrollo e implementación de tecnologías que utilizan fuentes de energía renovable. El ejemplo concreto es Dinamarca. Allí, las primeras actividades de promoción se fundamentaron en el sistema de tarifas garantizadas que generó un ambiente seguro para los inversionistas, pero, en 1999, la Ley de suministro eléctrico quitó peso a dicho sistema con el fin de introducir el sistema de certificados verdes comerciables, y en el año 2001, el nuevo gobierno casi eliminó el sistema por considerarlo una barrera para la liberalización; por lo tanto, creó un período transitorio donde coexistieron los dos sistemas, mientras las tarifas se iban eliminando, el sistema de certificados se iba implementando. A la fecha, los resultados son desalentadores, mientras el incremento para la energía eólica entre 1996-1997 fue de 57 %, en el período comprendido entre el 2003-2004 fue de 18 %. Aunque Dinamarca es líder en la fabricación de turbinas de viento, la utilización de dicha tecnología en el territorio nacional ha tenido un viraje regresivo impulsado por la nueva política.

Los subsidios a los combustibles fósiles, la no internalización de los impactos negativos derivados de la explotación de los recursos naturales agotables, la subordinación ante el capital financiero, entre otros aspectos, han desatado condiciones desfavorables que impiden promover decididamente las fuentes de energía renovable en la generación de electricidad. Por esta razón, los sistemas de apoyo o mecanismos de incentivo juegan un rol fundamental en las políticas energéticas que promueven fuentes.

Los sistemas de apoyo instrumentalizan la política encauzando los esfuerzos institucionales con el objetivo de alcanzar una meta específica. Una política bien formulada incluye un conjunto de sistemas de apoyo que interactúan entre sí para impulsar el desarrollo de los planes, programas y proyectos.

Una clasificación simple de los sistemas de apoyo permite identificar cuatro categorías: subsidiaria, tributaria, regulatoria y de mercado. En las políticas nacionales europeas es común encontrar diferentes sistemas de apoyo funcionando simultáneamente. En Austria, Bélgica, Dinamarca, Luxemburgo, Países Bajos, Portugal, Suecia y Reino Unido, por ejemplo, existe una mezcla de mecanismos subsidiarios, tributarios y regulatorios operando paralelamente. En Alemania, España, Finlandia, Francia, Grecia e Italia se han instaurado sistemas de apoyo subsidiarios y regulatorios. Una característica a destacar es que en todos los Estados miembros se

ha implementado, al menos, un sistema de apoyo regulatorio dentro del conjunto de mecanismos de la política.

Respecto a los sistemas de apoyo de mercado (acuerdos voluntarios) es conveniente destacar que aunque estos presentan un nivel mayor de compatibilidad con los mercados eléctricos liberalizados, no pueden reemplazar a los sistemas de apoyo regulatorios, si el objetivo es ir hacia una oferta energética con mayor contenido ambiental mediante el incremento de las fuentes de energía renovable en la matriz energética. Por lo tanto, es indispensable diseñar cuidadosamente las políticas, teniendo presente que la combinación de éstas tienen mayor incidencia en el logro de las metas.

Los efectos de los sistemas de apoyo en la industria manufacturera difieren según el mecanismo de incentivo. Las tarifas garantizadas promueven la manufactura de tecnologías menos maduras, como la fotovoltaica, ya que cubren los proyectos de investigación, desarrollo y demostración otorgando tarifas con un nivel mayor de incentivo. De esta manera, se impulsa un proceso de aprendizaje tecnológico, lo que a su vez ocasiona en el mediano y largo plazo, la disminución de los costos de la tecnología ($kW_{\text{instalado}}$) y de la energía (kWh). Los certificados verdes no promueven la manufactura de las tecnologías, ya que estos se enfocan en el desarrollo del mercado de tecnologías maduras.

Respecto a la inversión, las tarifas garantizadas ofrecen mínimos riesgos de inversión para los propietarios de plantas generadoras independientes, ya que otorgan un precio fijo por kWh de energía entregada a la red eléctrica durante largo período de tiempo (15 a 20 años). Aunque el sistema de tarifas garantizadas no es compatible con los mercados eléctricos liberalizados ni con un mercado competitivo, éste alienta más la inversión que los demás sistemas de apoyo.

En cuanto a los costos, el sistema de tarifas garantizadas escalonadas reducen los excedentes, en comparación a un sistema de cuotas con certificados verdes en un mercado armonizado; reduciendo los costos para el consumidor final que es quien financia el uso de fuentes de energía renovable a través del pago de la factura de energía eléctrica. Adicionalmente, el sistema de tarifas garantizadas puede ser diseñado para promover un portafolio extenso de tecnologías renovables. Esta característica garantiza la difusión del mercado más rápido para las tecnologías menos maduras, lo cual conduce a una eficiencia dinámica mayor.

La tarifa garantizada ha mostrado ser un instrumento efectivo para promover la generación de electricidad proveniente de fuentes de energía renovable.

La eficiencia económica y la efectividad de los diferentes sistemas de apoyo dependen de la relación entre el costo unitario de la electricidad y la capacidad de generación instalada. Si la curva de costos es plana, los gastos públicos para generar cierta cantidad de electricidad renovable son bajos. Si la curva de costos es empinada, entonces se requieren de estrategias de promoción bien diseñadas.

Los sistemas de apoyo para estimular la electricidad proveniente de fuentes de energía renovable son bastante divergentes entre los Estados miembros al igual que los sistemas regulatorios sobre los cuáles son implementados. Los investigadores y quienes formulan las políticas en la Unión Europea se preguntan constantemente cómo conciliar la coexistencia de diferentes tipos de sistemas de apoyo con el mercado interior de electricidad, al parecer, se han preguntado poco el hecho que talvez estos dos subsectores no se pueden fusionar bajo las mismas reglas del mercado debido a su origen. Para analizar y entender el papel de las fuentes de energía renovable dentro de la matriz energética es indispensable elaborar o retomar otros planteamientos teóricos que los utilizados para analizar y pronosticar el sector energético convencional.

Teniendo en cuenta los planteamientos de la Comisión Europea, las conclusiones son las siguientes:

La Comisión Europea insiste en la importancia de conseguir cierto grado de compatibilidad entre los sistemas de apoyo y el mercado interior de electricidad, para alcanzar las metas establecidas en lo que se refiere a la electricidad proveniente de fuentes de energía renovable; cuando el mismo documento muestra evidencia que el sistema de tarifas garantizadas, que no es compatible con el mercado interior de electricidad, es el que ha incentivado más decisivamente la energía eólica, la fotovoltaica y la biomasa.

Sin embargo, cuando plantea que *«la construcción de un mercado interior europeo debería realizarse a través de una normativa adecuada que tenga en cuenta las etapas necesarias para el desarrollo de la electricidad proveniente de fuentes de energía renovable»*, parece que se abre a las posibilidades de introducir medidas económicas conservadoras, y por ende, más eficaces en

cuanto a la promoción, pero, esto no está explícito en el documento así que surge la pregunta ¿Qué significa *normativa adecuada* para la Comisión Europea?

En cuanto al proceso de armonización, las conclusiones de la Comisión eran previsibles. Por esto, planteó las ventajas y desventajas de un sistema armonizado, tratando de sentar las bases de las futuras discusiones sobre el tema. Sin embargo, argumentó elementos favorables a la armonización que no necesariamente son inherentes a ese proceso o que transgreden las mismas características de las fuentes de energía renovable. Un caso específico es el de las economías de escala.

Un elemento importante de las desventajas planteadas por la Comisión fue el efecto que tendría la fluctuación del valor de los certificados verdes sobre los ingresos de los propietarios de las plantas generadoras, en caso que este fuera el sistema armonizado. Este ha sido uno de los aspectos más relevantes en contra de dicho sistema de apoyo y es conveniente para la región que la Comisión lo tenga presente y lo lleve a la discusión, ya que al inicio del proceso de promoción de la electricidad proveniente de fuentes de energía renovable, esta institución mostró cierta inclinación por instaurar dicho instrumento.

El papel de los Estados importadores y exportadores en un escenario armonizado es básico, puesto que los beneficios sociales, ecológicos y económicos en los diferentes ámbitos serían altamente dispares, donde los más favorecidos serían los países exportadores.

Los fundamentos tenidos en cuenta para la consolidación del mercado interior de electricidad en la Unión Europea han sido de liberalismo económico. Quienes promueven la armonización, asumen que el liberalismo económico es el camino más acertado para impulsar la generación de electricidad renovable, ya que así no se distorsionaría el mercado de electricidad convencional. Es decir, las directrices del subsector eléctrico subordinarían al subsector de la electricidad renovable. En esta tendencia la dimensión económica predomina sobre la política.

La emergencia de los sistemas de tarifas garantizadas y de los certificados verdes ha sido evidente en el proceso de armonización, lo que no es coherente, es la afirmación que para lograr la meta indicativa del 22 % es necesario armonizar un sistema de apoyo con el mercado eléctrico convencional que sea uniforme en todos los Estados miembros. Veamos un ejemplo: Alemania y España han utilizado el sistema de tarifas garantizadas desde la década del 80, es decir, más de diez años antes de ser emitida la Directiva 2001/77/CE, si a través del marco comunitario se

decide implementar el sistema de certificados verdes comerciables, esta medida entraría en contraposición con la política de tarifas de estos países, y los efectos serían regresivos, puesto que los inversionistas reciben mayores incentivos con el sistema nacional; además, no tienen que participar de otro mercado para vender los certificados verdes, incurriendo en costos de transacción y de riesgo. En el caso contrario, en el que se pretenda armonizar un sistema de tarifas garantizadas, quedarían en desventaja los Estados miembros que tengan difícil acceso al potencial energético aprovechable, ya que los costos de generación serían diferentes respecto a los otros Estados miembros, mientras las tarifas garantizadas serían iguales en todos los Estados miembros para una misma tecnología. El alcance de las metas indicativas depende de la intensificación de las políticas nacionales y no de la armonización.

La continuación de las políticas actuales comparado con un sistema armonizado traería costos para los consumidores y/o los contribuyentes, los cuales deben ser tomados en cuenta, pero esto también traería importantes beneficios, especialmente, a nivel local. Los beneficios deben ser puestos en la balanza y los gobiernos nacionales deben, por consiguiente, posicionarse.

Bibliografía

Documentos institucionales

BMWA, Full Liberalization of the Austrian Electricity Market & Green Electricity.

Comisión Europea, *Comunicación. Energía para el Futuro: Fuentes de Energía Renovable – Libro Blanco para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios*, COM (97) 599 final, Bélgica (Bruselas), Noviembre 26 de 1997.

Comisión Europea, *Comunicación. La dimensión energética del cambio climático*, COM (97) 196, Bélgica (Bruselas), Mayo 14 de 1997.

Comisión Europea, *Libro Blanco: Una política energética para la Unión Europea*, COM (95) 682, Bélgica (Bruselas), Diciembre 12 de 1995.

Comisión de las Comunidades Europeas, *Comunicación de la Comisión al Consejo y al Parlamento Europeo – La cuota de las energías renovables en la UE – Informe de la Comisión de conformidad con el artículo 3 de la Directiva 2001/77/CE. Evaluación de la incidencia de los instrumentos legislativos y otras políticas comunitarias en el desarrollo de la contribución de las fuentes de energía renovables en la UE y propuestas de medidas concretas*, COM (2004) 366 final, Bélgica (Bruselas), Mayo 26 de 2004.

Comisión de las Comunidades Europeas, *Comunicación de la Comisión al Consejo y al Parlamento Europeo - Realización del mercado interior de la energía - Propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo por la que se modifican las Directivas 96/92/CE y 98/30/CE sobre normas comunes para los mercados interiores de la electricidad y del gas natural*, COM (2001) 125 final, Bélgica (Bruselas), Marzo 13 de 2001.

Comisión de las Comunidades Europeas, *Comunicación de la Comisión – El apoyo a la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovable*, COM (2005) 627 final, Bélgica (Bruselas), Diciembre 7 de 2005.

Comisión de las Comunidades Europeas, *Comunicación de la Comisión al Consejo, al Parlamento Europeo, al Comité Económico y Social y al Comité de las Regiones – Sobre la aplicación de las estrategias y el plan de acción comunitarios sobre fuentes de energía renovables (1998-2000)*, COM (2001) 69 final, Bélgica (Bruselas), Febrero 16 de 2001.

Comisión de las Comunidades Europeas, *Propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo – Relativa a la promoción de la electricidad a partir de fuentes de energía renovable en el mercado interior de la electricidad*, COM (2000) 279 final, Mayo 10 de 2000, Bélgica (Bruselas).

Commission of the European Communities, *Commission Staff Working Paper – Second benchmark report on the implementation of the internal electricity and gas market*, SEC (2003) 448, April 7, 2003, Belgium (Brussels).

Commission of the European Communities, *Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the Economic and Social Committee and the Committee of the Regions – on alternative fuels for road transportation and on a set of measures to promote the use of biofuels - Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of biofuels for transport – Proposal for a Council Directive amending Directive 92/81/EEC with regard to the possibility of applying a reduce rate of excise duty on certain mineral oils containing biofuels and on biofuels*, COM (2001) 547 final, November 7, 2001, Belgium (Brussels).

Commission of the European Communities, *Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the Energy performance of building*, COM (2002) 226 final, May 11, 2001, Belgium (Brussels).

Committee of the Regions, “Opinion of the Committee of the Regions on the ‘Commission White Paper: Energy for the future: renewable sources of energy – White Paper for a Community

Strategy and Action Plan”, in *Official Journal of the European Communities*, C315, 13.10.98, pp. 5-9.

Committee of the Regions, “Opinion of the Committee of the Regions on the ‘Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of electricity from renewable energy sources in the internal electricity market’”, in *Official Journal of the European Communities*, C22, 24.1.2000, pp. 27-29.

Council, “Council Resolution of 8 June 1998 on renewable sources of energy”, in *Official Journal of the European Communities*, C198, 24.6.98, pp. 1-3.

Decisión N° 646/2000/CE por la que se aprueba un programa plurianual de fomento de las energías renovables en la Comunidad (Altener) (1998-2002), en el *Diario Oficial de las Comunidades Europeas*, N° L 79, 30.3.2000, pp. 1-5.

Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 19 de diciembre de 1996 sobre normas comunes para el mercado interior de electricidad, en el *Diario Oficial de las Comunidades Europeas*, N° L 27, 30.1.97, pp. 20-29.

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, en el *Diario Oficial de las Comunidades Europeas*, N° L 283, 27.10.2001, pp. 33-40.

Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 26 de junio de 2003 sobre normas comunes para el mercado interior de electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE, en el *Diario Oficial de las Comunidades Europeas*, N° L 176, 15.7.2003, pp. 37-55.

Economic and Social Committee, “Opinion of the Economic and Social Committee on the ‘Communication from the Commission on Energy for the Future: renewable sources of energy (White Paper for a Community Strategy)’”, in *Official Journal of the European Communities*, C214, 10.7.98, pp. 56-61.

Economic and Social Committee, “Opinion of the Economic and Social Committee on the ‘Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of

electricity from renewable energy sources in the internal electricity market”, *Official Journal of the European Communities*, C367, 20.12.2000, pp. 5-10.

European Commission - Fifth Framework Program, *The European renewable electricity certificate trading project (RECerT) Final technical report*, Energy for Sustainable Development, United Kingdom, September, 2001.

European Communities, *Communication from the Commission – Energy for the Future: Renewable Energy Sources – Green Paper for a Community Strategy*, COM (96) 576, Belgium (Brussels), November 20, 1996.

European Communities, *European Energy to 2020. A Scenario Approach*, Office for Official Publications of the European Communities, Luxembourg, 1996.

European Environment Agency for the European Commission (DGXI), *Annual European Community Greenhouse Gas Inventory 1990-1996*, Submission to UNFCCC, prepared, April, 1999.

European Parliament, “Resolution on the Commission communication: Energy for the Future: renewable sources of energy – White Paper for a Community Strategy and the Action Plan (COM (97)0599 – C4-0047798)”, in *Official Journal of the European Communities*, C210, 6.7.98, pp. 166-275.

European Parliament, “Proposal for a European Parliament and Council directive on the promotion of electricity from renewable energy sources in the internal electricity market (COM (2000) 279 (C5-0281/2000 (2000/0116(COD)))”, in *Official Journal of the European Communities*, C223, 8.8.2001, pp. 294-309.

Federal Ministry for Environment Nature Conservation and Nuclear Safety, *Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources (Renewable Energy Sources Act)*, Germany, March 2000.

Ley 54/1997, *Ley eléctrica*, BOE de 27 noviembre, 1997.

Real Decreto 2366/1994, *Sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables*, BOE N° 1994.

Real Decreto 2818/1998, *Sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovable, residuos y cogeneración*, BOE N° 312, 30 diciembre, 1998.

Documentos y artículos

Altener Programme, *RES' legislation in Belgium. Final report of the Ener-Iure project*, 1998.

Altener Programme, *RES' legislation in Denmark. Final report of the Ener-Iure project*, 1998.

Bechberger, M., Reiche, D., Renewable energy in Germany: pioneering and exemplary regulations, *Energy for Sustainable Development*, vol. VIII, N° 1, March, 2004, pp. 47-57.

Bertoldi, P., Huld, T., “Tradable certificates for renewable electricity and energy savings”, *Energy Policy*, vol. 34, issue 2, January, 2006, pp. 212-222.

Brennand., T., Renewable energy in the United Kingdom: policies and prospects, *Energy for Sustainable Development*, vol. VIII, N° 1, March, 2004, pp. 82-92.

Bressers, H., Dinica, V., The implementation of renewable energy policies: theoretical considerations and experiences from Spain, Netherlands and United Kingdom, *RIO 3 – World Climate & Energy Event*, 1-5 December, pp. 39-45.

Cardozo, Myriam, “La evaluación de las políticas públicas: problemas, metodologías, aportes y limitaciones”, *Revista de Administración Pública*, N° 84, México, 1993, pp. 167-197.

Cervený, M., Resch, G., *Feed-in tariffs and regulations concerning renewable energy electricity generation in European Countries*, Energieverwertungsagentur (EVA), Austria (Vienna), August 1998.

Daniëls, B.W., Uytterlinde, M.A., “ADMIRE-REBUS: modeling the European market for renewable electricity”, *Energy*, vol. 30, issue 14, November, 2005, pp. 2596-2616.

De Noord, M., Beurskens, L.W.M., De Vries, H.J., *Potentials and costs for renewable electricity generation – A data overview*, Energy Research Center, Netherlands, February, 2004.

De Vries, H.J., Roos, C.J., Beurskens, L.W.M., Kooijman, A.L., Uytterlinde, M.A., *Renewable electricity policies in Europe – Country fact sheets 2003*, ser un ser – ECN Policy Studies, Netherlands, 2003.

Del Río, P., “A European-wide harmonized tradable green certificate scheme for renewable electricity: is it really so beneficial”, *Energy Policy*, vol. 33, issue 10, July, 2005, pp. 1239-1250.

Del Río, P., Hernández, F., Gual, M., “The implications of the Kyoto project mechanisms for the deployment of renewable electricity in Europe”, *Energy Policy*, vol. 33, issue 15, October, 2005, pp. 2010-2022.

Dinica, V., Arentsen, M.J., “Green certificate trading in the Netherlands in the prospect of the European electricity market”, *Energy Policy*, vol.31, issue 7, October, 2005, pp. 609-620.

Durstewitz, M., Hoppe-Kilpper, M., *Lessons learned in energy technology deployment policies – Germany: wind power for grid connection “250 MW wind” program*, WMEP (Scientific Measurement and Evaluation Program) and ISET (Institute Solar Supply Technology), Germany, 2001.

Durstewitz, M., Hoppe-Kilpper, M., Schmid, J., Stump, N., Windheim, R., “Experiences with 3000 MW wind power in Germany”, <http://www.iset.uni-kassel.de:888>, <http://www.kfa-juelich.de/beo>.

Ender, C., *Wind Energy Use in Germany*, DEWI, Germany, 2003.

European Renewable Energy Council (EREC), *Renewable Energy Policy Review - Austria*, ALTENER, Brussels, May, 2004.

European Renewable Energy Council (EREC), *Renewable Energy Policy Review - Belgium*, ALTENER, Brussels, May, 2004.

European Renewable Energy Council (EREC), *Renewable Energy Policy Review – Denmark*, ALTENER, Brussels, May, 2004.

European Renewable Energy Council (EREC), *Renewable Energy Policy Review – France*, ALTENER, Brussels, May, 2004.

European Renewable Energy Council (EREC), *Renewable Energy Policy Review – Germany*, ALTENER, Brussels, May, 2004.

European Renewable Energy Council (EREC), *Renewable Energy Policy Review – Italy*, ALTENER, Brussels, May, 2004.

European Renewable Energy Council (EREC), *Renewable Energy Policy Review – Luxembourg*, ALTENER, Brussels, May, 2004.

European Renewable Energy Council (EREC), *Renewable Energy Policy Review – Spain*, ALTENER, Brussels, May, 2004.

European Renewable Energy Council (EREC), *Renewable Energy Policy Review – Sweden*, ALTENER, Brussels, May, 2004.

European Renewable Energy Council (EREC), *Renewable Energy Policy Review – United Kingdom*, ALTENER, Brussels, May, 2004.

European Renewable Energy Council (EREC), *Renewable Energy Target for Europe 20% by 2020*, EREC, Brussels, 2003.

European Wind Energy Association / Greenpeace, *Viento Fuerza 12 – Una propuesta para obtener el 12 % de la electricidad mundial con energía eólica en 2020*, Bélgica / Países Bajos, 2002.

Eurostat, *Energy: Yearly statistics - Data 2001*, European Communities, Luxembourg, 2003.

Eurostat, *Energy: Yearly statistics - Data 2002*, European Communities, Luxembourg, 2004.

Eurostat, *Energy: Yearly statistics - Data 2003*, European Communities, Luxembourg, 2005.

Eurostat, *Energy: Yearly statistics - Data 2004*, European Communities, Luxembourg, 2006.

Farinelli, U., “Renewable energy policies in Italy”, *Energy for Sustainable Development*, vol. VIII, N° 1, March, 2004, pp. 58-66.

Finon, D., *The destabilization of the French electricity supply industry nascent competition in an open environment*, Institut d’économie et de politique de l’énergie, France, 2001.

Fraser, P., Siclen, S.V., *Background report on regulatory reform in the electricity industry*, IEA/OECD, October, 1999.

Huber, C., Faber, T., *The dynamic computer model Green-X*, Presentation in Project Workshop Green-X - Renewable Energy House, September 23rd 2003, Brussels.

Huber, C., Faber, T., Haas, R., Resch, G., “Organising a joint green European electricity market: the model ElGreen”, *Renewable Energy*, vol. 29, issue 2, February, 2004, pp. 197-210.

Huber, C., Faber, T., Haas, R., Resch, G., Green, J., Ölz, S., White, S., Cleijne, H., Ruijgrok, W., Morthorst, P.E., Skytte, K., Gual, M., del Río, P., Hernández, F., Tacsir, A., Ragwitz, M., Schleich, J., Orasch, W., Bokemann, M., Lins, C., *Action plan for deriving dynamic RES-E policies. Report of the project Green-X – a research project within the fifth framework programme of the European Commission supported by DG Research*, Vienna University of Technology, Energy Economics Group (EEG), Austria, 2004.

International Energy Agency, *Energy Policies of IEA Countries - Austria 2002 Review*, OECD/IEA, France, 2003.

International Energy Agency, *Energy Policies of IEA Countries – Denmark 2002 Review*, OECD/IEA, France, 2003.

International Energy Agency, *Energy Policies of IEA Countries – Italy 2003 Review*, OECD/IEA, France, 2003.

International Energy Agency, *Energy Policies of IEA Countries – Luxembourg 2004 Review*, OECD/IEA, France, 2005.

International Energy Agency, *Energy Policies of IEA Countries – Netherlands 2004 Review*, OECD/IEA, France, 2005.

International Energy Agency, *Energy Policies of IEA Countries – Portugal 2004 Review*, OECD/IEA, France, 2004.

International Energy Agency, *Energy Policies of IEA Countries – Sweden 2004 Review*, OECD/IEA, France, 2004.

International Energy Agency, *Energy Policies of IEA Countries – The United Kingdom 2002 Review*, OECD/IEA, France, 2002.

International Energy Agency, *Regulatory Institutions in Liberalised Electricity Markets*, OECD/IEA, France, 2001.

International Energy Agency, *Renewable Energy – Market & Policy Trends in IEA Countries*, OECD/IEA, France, 2004.

International Energy Agency, *Renewable for Power Generation – Status & Prospects*, OECD/IEA, France, 2003.

Institut Wallon de Développement Économique et Social et D'aménagement du Territoire ASBL, *RES Policy Report for Belgium*, Provision of information for AGORES, Belgium.

Jansen, J.C., Uytterlinde, M.A., “A fragmented market on the way to harmonisation? EU policy-making on renewable energy promotion”, *Energy for Sustainable Development*, vol. VIII, N° 1, March, 2004, pp. 93-107.

Johansson, T., Turkenburg, W., “Policies for renewable energy in the European Union and its member states: an overview”, *Energy for Sustainable Development*, vol. VIII, N° 1, March, 2004, pp. 5-24.

Junginger, M., Agterbosch, S., “Renewable electricity in the Netherlands”, *Energy Policy*, vol. 32, issue 9, 2004, pp. 1053-1073.

Kemfert, C., Lise, W., Östling, R., *The European electricity market – Does liberalization bring cheaper and greener electricity?*, October, 2003.

Komor P., Bazilian, M., “Renewable energy policy goals, programs, and technologies”, *Energy Policy*, vol. 33, issue 14, September, 2005, pp. 1873-1881.

Langniss, O., Praetorius, B., “How much market do market-based instruments create? An analysis for the case of “white” certificates”, *Energy Policy*, vol. 34, issue 2, January, 2006, pp. 200-211.

Lauber, V., “REFIT and RPS: options for a harmonized Community framework”, *Energy Policy*, vol. 32, issue 12, August, 2004, pp. 1405-1414.

Leprich, U., Bauknecht, D., *SUSTELNET Policy and Regulatory Roadmaps for the Integration of Distributed Generation and the Development of Sustainable Electricity Network - Review of Current Electricity Policy and Regulation – Germany Study Case*, February 2003.

Lipp, J., “Policy considerations for a sprouting UK green electricity market”, *Renewable Energy*, vol. 24, issue 1, 2001, pp. 31-44

Lorenzoni, A., “The Italian Green Certificates market between uncertainty and opportunities”, *Energy Policy*, vol. 31, issue 1, January, 2003, pp. 33-42.

Madlener, R., Drillisch, J., “*Tradable Certificate Schemes for Single Renewable Electricity Technologies: The Case of Small-Scale Hydro Power Promotion in Austria*”, Proceedings of the 25th Annual IAEE International Conference “Innovation and Maturity in Energy Markets: Experience and Prospects”, Aberdeen, Scotland, 26-29 June 2002.

Markard, J., Truffer, B., “The promotional impacts of green power products on renewable energy sources: direct and indirect eco-effects”, *Energy Policy*, vol. 34, issue 3, February, 2006, pp. 306-321.

Messner, S., Schrattenholzer, L., “MESSAGE-MACRO: linking an energy supply model with a macroeconomic module and solving it iteratively”, *Energy*, vol. 25, issue 3, March, 2000, pp. 267-282.

Meyer, N.I., “Renewable energy policy in Denmark”, *Energy for Sustainable Development*, vol. VIII, N° 1, March, 2004, pp. 25-35.

Meyer, N.I., Koefoed, A.L., “Danish energy reform: policy implications for renewable”, *Energy Policy*, vol. 31, issue 7, June, 2003, pp. 597-607.

Midttun, A., Koefoed, A.L., “Greening of electricity in Europe: challenges and developments”, *Energy Policy*, vol. 31, issue 7, June, 2003, pp. 677-687.

Mitchell, C., Connor, P., *SUSTELNET Policy and Regulatory Roadmaps for the Integration of Distributed Generation and the Development of Sustainable Electricity Network - Review of Current Electricity Policy and Regulation – UK Study Case*, October 2002.

Mitchell, C., Connor, P., “Renewable energy policy in the UK 1990-2003”, *Energy Policy*, vol. 32, issue 17, 2004, pp. 1935-1947.

Morthorst, P.E., “A green certificate market combined with a liberalised power market”, *Energy Policy*, vol. 31, issue 13, 2003, pp. 1393-1402.

Morthorst, P.E., “The development of a green certificate market”, *Energy Policy*, vol. 28, issue 15, 2000, pp. 1085-1094.

Organisation for Economic Co-operation and Development, *Regulatory reform in Denmark – Regulatory reform in the electricity sector*, OECD, France, 2000.

PIQUE, *Liberalisation, privatization and regulation in the German electricity sector*, WSI – Hans Böckler Stiftung, Germany, November, 2006.

Ragwitz, M., Miola, A., “Evidence from RD&D spending for renewable energy sources in the EU”, *Renewable Energy*, vol. 30, issue 11, September, 2005, pp. 1635-1647.

Ragwitz, M., Held, A., Sensfuss, F., Huber, C., Resch, G., Faber, T., Haas, R., Coenraads, R., Voogt, M., Morotz, A., Jensen, S.G., Morthorst, P.E., Konstantinaviciute, I., Heyder, B., *OPTRES: Assessment and optimisation of renewable support schemes in the European electricity*

market, Altener – Directorate-General for Energy and Transport of the European Commission, Germany, January, 2006.

Ragwitz, M., Schleich, J., Huber, C., Resch, G., Faber, T., Voogt, M., Coenraads, R., Cleijne, H., Bodo, P., *Forres 2020: Analysis of the renewable energy sources' evolution up to 2020*, Altener – Directorate-General for Energy and Transport of the European Commission, Germany, 2005.

Rowlands, I.H., “The European directive on renewable electricity conflicts and compromises”, *Energy Policy*, vol.33, issue 8, May, 2005, pp. 965-974.

Stanford, A., “Liberalisation of the UK energy market: an opportunity for green energy”, *Renewable Energy*, vol.15, issue 1-4, 1998, pp. 215-227.

Sijm, J.P.M., *The performance of feed in tariffs to promote renewable electricity in European countries*, Energy Research Center, Netherlands, 2002.

Statskontoret, *Six Deregulations – Liberalisation of the markets for electricity, postal services, telecommunications, domestic air traffic, rail and taxi services in Sweden*, Sweden, 2005.

Thomas, S., “The Seven Brothers”, *Energy Policy*, vol. 31, issue 5, April 2003, pp. 393-403.

Uyterlinde, M.A., Daniëls, B.W., de Noord, M., de Vries, H.J., de Zoeten, C., Skytte, K., Meibom, P., Lescot, D., Hoffmann, T., Stronzik, M., Gual, M., del Río, P., Hernández, F., *Renewable electricity market developments in the European Union - Final report of the ADMIRE REBUS project*, ECN Policy Studies, Netherlands, 2003.

Verbruggen, A., “Tradable green certificates in Flanders (Belgium)”, *Energy Policy*, vol.32, issue 2, 2004, pp. 165-176.

Voogt, M.H., Uyterlinde, M.A., “Cost effects of international trade in meeting EU renewable electricity targets”, *Energy Policy*, vol. 34, issue 3, February, 2006, pp. 352-364.

Índice de figuras

	Página
Introducción	
Figura I.1 « <i>Trayectoria legislativa</i> » concerniente a las fuentes de energía renovable en la Unión Europea	26
Figura I.2 « <i>Trayectoria legislativa</i> » concerniente a las fuentes de energía renovable en la Unión Europea	27
Figura I.3 « <i>Trayectoria legislativa</i> » concerniente a la electricidad generada mediante el uso de fuentes de energía renovable en la Unión Europea	28
Figura I.4 « <i>Trayectoria legislativa</i> » concerniente a la electricidad generada mediante el uso de fuentes de energía renovable en la Unión Europea	28
Figura I.5 « <i>Trayectoria legislativa</i> » concerniente a la electricidad generada mediante el uso de fuentes de energía renovable en la Unión Europea	29
Figura I.6 Contraste entre la « <i>trayectoria legislativa</i> » concerniente a la electricidad generada mediante el uso de fuentes de energía renovable y la política para liberalizar el subsector eléctrico en la Unión Europea	29
Capítulo uno	
Figura 1.1 Esquemmatización de la política sobre fuentes de energía renovable en la Unión Europea	67
Figura 1.2 Estructura de la política para promover la generación de electricidad mediante el uso de fuentes de energía renovable en la Unión Europea	68
Capítulo dos	
Figura 2.1 Estructura del subsector eléctrico austriaco	81
Figura 2.2 Estructura del subsector eléctrico en Portugal	110

Capítulo cuatro

Figura 4.1 Clasificación de los sistemas de apoyo 160

Figura 4.2 Clasificación de los sistemas de apoyo según las dimensiones política y comercial 161

Capítulo cinco

Figura 5.1 Algoritmo del modelo *ADMIRE-REBUS* 228

Figura 5.2 Curvas de oferta y demanda producidas por el modelo *ADMIRE-REBUS* 229

Figura 5.3 Equilibrio entre las curvas de oferta y demanda 230

Figura 5.4. Resultados gráficos del modelo respecto al mercado de certificados verdes y al mercado convencional 231

Figura 5.5 Escenarios simulados en el modelo *ADMIRE-REBUS* 233

Índice de gráficas

	Página
Capítulo uno	
Gráfica 1.1 Despliegue de la energía eólica y la biomasa desde 1995 hasta el 2004 y meta para el 2010	41
Gráfica 1.2 Fuentes de energía renovable en la generación eléctrica entre 1995 y 2004, y metas indicativas para el año 2010	53
Gráfica 1.3 Avance de los objetivos indicativos nacionales	54
Gráfica 1.4 Evolución de la energía eólica en la Unión Europea 15	61
Gráfica 1.5 Evolución de la biomasa sólida en la Unión Europea 15	62
Gráfica 1.6 Evolución del biogás para generar electricidad en la Unión Europea 15	63
Capítulo dos	
Gráfica 2.1 Generación de electricidad en Alemania en el año 2005	71
Gráfica 2.2 Generación de electricidad en Austria en el año 2005	76
Gráfica 2.3 Generación de electricidad en Bélgica en el año 2005	82
Gráfica 2.4 Generación de electricidad en Dinamarca en el año 2005	85
Gráfica 2.5 Generación de electricidad en España en el año 2005	89
Gráfica 2.6 Generación de electricidad en Finlandia en el año 2005	91
Gráfica 2.7 Generación de electricidad en Francia en el año 2005	94
Gráfica 2.8 Generación de electricidad en Grecia en el año 2005	97
Gráfica 2.9 Generación de electricidad en Irlanda en el año 2005	99
Gráfica 2.10 Generación de electricidad en Italia en el año 2005	102
Gráfica 2.11 Generación de electricidad en Luxemburgo en el 2005	104
Gráfica 2.12 Generación de electricidad en Países Bajos en el año 2005	106
Gráfica 2.13 Generación de electricidad en Portugal en el año 2005	108
Gráfica 2.14 Generación de electricidad en Suecia en el año 2005	111
Gráfica 2.15 Generación de electricidad en Reino Unido en el año 2005	113

Capítulo cinco

Gráfica 5.1 Costos de generación marginal de largo plazo para el año 2002 de las diferentes tecnologías que usan fuentes de energía renovable	211
Gráfica 5.2 Concepto gráfico del indicador de eficacia anual para el 2003	212
Gráfica 5.3 Indicador de eficacia promedio para el período 1998-2003	213
Gráfica 5.4 Gráfica 5.4 Rangos de los precios correspondientes a los apoyos directos para la energía eólica en emplazamientos terrestres en la Unión Europa de los 15, comparados a los costos marginales de generación a largo plazo. Los sistemas de apoyo fueron normanizados a 15 años.	214
Gráfica 5.5 Indicador de eficacia para la electricidad proveniente de la energía eólica en emplazamientos terrestres durante el período 1998-2004	215
Gráfica 5.6 Rangos de precios relativos a la generación de electricidad mediante el uso de biomasa proveniente de residuos forestales en la Unión Europa de los 15, comparados con los costos marginales de generación a largo plazo	216
Gráfica 5.7 Indicador de eficacia para la electricidad generada mediante biomasa forestal en el período 1998-2003	217
Gráfica 5.8 Rangos de precios correspondientes a los apoyos directos para el uso del biogás en la Unión Europa de los 15, comparados a los costos marginales de generación a largo plazo	218
Gráfica 5.9 Indicador de eficacia para la electricidad generada a partir del uso del biogás en el período 1998-2003	219
Gráfica 5.10 Rangos de precios correspondientes a los apoyos directos para las pequeñas centrales hidroeléctricas en la Unión Europa de los 15, comparados a los costos marginales de generación a largo plazo	220
Gráfica 5.11 Indicador de eficacia para las pequeñas centrales hidroeléctricas en el período 1998-2003	220
Gráfica 5.12 Rangos de precios correspondientes a los apoyos directos para los sistemas solares fotovoltaicos en la Unión Europa de los 15, comparados a los costos marginales de generación a largo plazo	221
Gráfica 5.13 Indicador de eficacia para los sistemas solares fotovoltaicos en el período 1998-2004	222
Gráfica 5.14 Resultados de la simulación para cada escenario según la fuente energética	236
Gráfica 5.15 Escenario B1 - Continuación de las políticas actuales para promover la	242

electricidad renovable

Gráfica 5.16 Escenario B2 – Sistema armonizado mediante el esquema de tarifas garantizadas	242
Gráfica 5.17 Escenario B3 – Sistema armonizado mediante esquema internacional de certificados verdes comerciables	242
Gráfica 5.18 Escenario B4 – Esquema de certificados verdes a nivel nacional	242
Gráfica 5.19 Comparación de los sistemas de apoyo (2005-2020)	243
Gráfica 5.20 Cumplimiento de la meta indicativa para el 2010	247
Gráfica 5.21 Escenario tendencial	252
Gráfica 5.22 Escenario armonizado	252

Índice de tablas

	Página
Capítulo uno	
Tabla 1.1 Documentos elaborados por las instituciones de la Unión Europea 15 relativos a la generación de electricidad mediante el uso de fuentes de energía renovable	38
Tabla 1.2 Libro Blanco de 1997 - Estrategia para promover las fuentes de energía renovable en la Unión Europea 15	40
Tabla 1.3 Libro Blanco de 1997 - Plan de acción	41
Tabla 1.4 Libro Blanco de 1997 - Campaña de despegue	42
Tabla 1.5 Valores de referencia para los objetivos indicativos nacionales de los Estados miembros de la Unión Europea 15 respecto al consumo bruto de electricidad en 2010	47
Tabla 1.6 Informes relacionados a la Directiva 2001/77/CE	50
Tabla 1.7 Evaluación del sistema para garantizar el origen de la electricidad proveniente de fuentes de energía renovable	55
Tabla 1.8 Evaluación de los procedimientos administrativos y de conexión a la red	57
Capítulo dos	
Tabla 2.1 Estructura del subsector eléctrico alemán	75
Tabla 2.2 Generación eléctrica en el occidente de Dinamarca	87
Tabla 2.3 Generación eléctrica en el oriente de Dinamarca	87
Tabla 2.4. Liberalización del mercado eléctrico en la Unión Europea 15	116
Capítulo tres	
Tabla 3.1 Precios garantizados para la electricidad proveniente de fuentes de energía renovable establecidos por la ordenanza del Ministerio de Asuntos Exteriores	123

Capítulo cuatro

Tabla 4.1 Clasificación de los sistemas de apoyo	162
Tabla 4.2 Síntesis – Sistemas de apoyo subsidiarios	171
Tabla 4.3 Impuesto a la energía desagregado de acuerdo al consumo (¢€/kWh)	174
Tabla 4.4 Síntesis – Sistemas de apoyo tributarios	176
Tabla 4.5 Contraste de la Ley de Alimentación de Electricidad y la Ley de Energía Renovable en Alemania	178
Tabla 4.6 Tarifas garantizadas en Austria en el 2003	180
Tabla 4.7 Tarifas garantizadas en Bélgica en el 2003	181
Tabla 4.8 Tarifas garantizadas durante el período de transición en Dinamarca (2001-2002)	182
Tabla 4.9 Tarifas garantizadas y primas adicionales en España en el 2003	183
Tabla 4.10 Tarifas garantizadas en Finlandia	183
Tabla 4.11 Tarifas garantizadas en Francia en el 2001	184
Tabla 4.12 Tarifas garantizadas en Grecia en 2001	185
Tabla 4.13 Costo extras por tecnología que serían adicionados a los costos evitados (€0,069/kWh) durante los primeros 8 años de operación de la planta – Italia año 2000	187
Tabla 4.14 Tarifas garantizadas en Luxemburgo	188
Tabla 4.15 Tarifas garantizadas en los Países Bajos en el 2003	188
Tabla 4.16 Tarifas garantizadas en Portugal en 2003	189
Tabla 4.17 Sistema de oferta en Irlanda desde 1994 a 2003	198
Tabla 4.18 Sistemas de apoyo en la Unión Europea 15	201
Tabla 4.19 Comparación entre el sistema de apoyo	202

Capítulo cinco

Tabla 5.1 Modelos de simulación según el enfoque analítico	226
Tabla 5.2 Alcance de las metas indicativas nacionales según los resultados del documento Forres 2020	246