

UNIVERSIDAD DE OVIEDO

DEPARTAMENTO DE ENERGÍA

Fuentes de energía y Protocolo de Kioto en la Evolución del Sistema Eléctrico Español

TESIS DOCTORAL

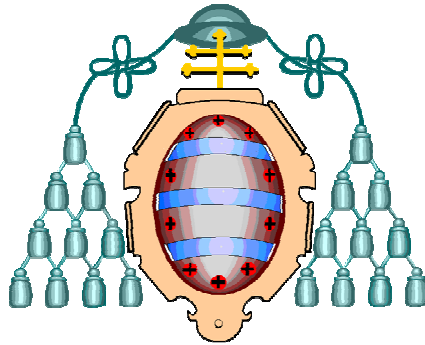
José Antonio Aguilera Folgueiras

Oviedo, mayo de 2012

Directores de la Tesis:

Dr. Jorge Xiberta Bernat (Universidad de Oviedo)

Dr. Antonio José Gutiérrez Trashorras (Universidad de Oviedo)



UNIVERSIDAD DE OVIEDO
DEPARTAMENTO DE ENERGÍA

Fuentes de energía y Protocolo de Kioto en la Evolución del Sistema Eléctrico Español

TESIS DOCTORAL

José Antonio Aguilera Folgueiras

Oviedo, mayo de 2012

Directores de la Tesis:

Dr. Jorge Xiberta Bernat (Universidad de Oviedo)
Dr. Antonio José Gutiérrez Trashorras (Universidad de Oviedo)

Resumen

El objetivo de la tesis es analizar la repercusión económica que sobre el sector eléctrico español han tenido las medidas adoptadas tendentes a reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero.

En el primer capítulo se ofrece una visión de la influencia que la energía en general y la electricidad en particular tienen sobre el bienestar de los hombres, la economía y el medio ambiente.

En el segundo capítulo se hace un repaso sobre las diferentes tecnologías de generación de electricidad. Aquí se analizan desde el punto de vista de la fuente de energía, de su grado de desarrollo tecnológico y del medioambiente.

En el tercer capítulo se analizan los recursos de cada fuente energética. En primer lugar de las reservas de aquéllas que son finitas (carbón, petróleo, gas natural o uranio); y en segundo lugar de la potencialidad de las renovables (solar, eólica, hidráulica, ...).

En el capítulo cuatro hace referencia al sistema eléctrico nacional desde los puntos de vista de la generación y el transporte. Respecto a la generación se estudia la evolución de la estructura de producción en los últimos años. Respecto al transporte se estudian los flujos de energía eléctrica entre las distintas Comunidades Autónomas. Adicionalmente se realiza un breve estudio sobre la generación distribuida, por lo que supone de reto técnico para la incorporación de pequeñas instalaciones generadoras.

En el capítulo cinco se estudia el consumo de electricidad en España por sectores y se hace una comparación con la estructura de consumo en otros países de economías más y menos desarrolladas.

En el capítulo seis se analizan la formación de precios de la electricidad en el mercado mayorista, incrementado con los peajes de transporte y distribución. También se analizan las primas otorgadas a la producción de electricidad a partir de ciertas fuentes, fundamentalmente las energías renovables y también el carbón autóctono. Asimismo, se analizan los costes de generación de las principales tecnologías usadas actualmente o cuya presencia se prevé importante en un próximo futuro. En este capítulo también se estudia la internalización de los costes medioambientales, principalmente los asociados a las emisiones de Gases de Efecto Invernadero.

En el capítulo siete se aplican los costes obtenidos del capítulo anterior a distintos escenarios de estructura de generación. En el análisis se tiene en cuenta la capacidad de

gestión de las distintas tecnologías, a fin de cubrir adecuadamente la demanda máxima. Tomando como base la estructura real de producción del año 2010, se compara con la estructura prevista en el Plan de Acción de Energías Renovables 2011-2020, con la estructura planteada por Greenpeace para el año 2050 en el que la generación eléctrica se realizaría exclusivamente con energías renovables y un último escenario en el que la producción hidráulica y nuclear sigue siendo equivalente a la actual, mientras que la térmica clásica está cubierta por ciclo combinado y la parte renovable por eólica, fundamentalmente.

En el capítulo ocho se estudia la evolución empresarial del sector en las últimas décadas y su situación actual.

Por último, en el capítulo nueve se desarrollan las conclusiones de la tesis.

Abstract

The aim of the thesis is to analyze the economic impact that the measures aimed at reducing emissions of Greenhouse Gases have on the Spanish electricity sector.

The first chapter provides an overview of the influence of energy in general and electricity in particular have on human welfare, the economy and the environment.

The second chapter provides an overview of the different electricity generation technologies. Here are analyzed from the viewpoint of the energy source, its level of technological development and the environment.

In the third chapter analyzes the resources of each energy source. At first about those reserves are finite (coal, oil, natural gas or uranium), and secondly the potential of renewables (solar, wind, water, ...).

Chapter four refers to the national electricity system from the viewpoints of the generation and transport. Regarding the generation we study the evolution of the structure of production in recent years. Regarding transportation studies the power flows between the various regions. Additionally, a brief study on distributed generation, so the technical challenge is to incorporate small generating facilities is made.

In chapter five, electricity consumption by sector in Spain and a comparison with the structure of consumption in other countries is made.

In chapter six discusses the formation of electricity prices in the wholesale market, plus tolls transportation and distribution. It also analyzes the premiums paid on the production of electricity from certain sources, mainly renewables and indigenous coal. We also analyze the costs of generation of the main technologies currently used or whose presence provides important in the near future. This chapter also examines the internalization of environmental costs, primarily associated with emissions of greenhouse gases.

In chapter seven apply the costs obtained in the previous chapter to different scenarios of generating structure. The analysis takes into account the management capacity of the different technologies in order to adequately cover the peak demand. Based on the actual structure of production in 2010, compared with the expected structure in the Renewable Energy Action Plan 2011-2020, with the structure proposed by Greenpeace in 2050 in which electricity generation would be made exclusively with renewable energy and a final scenario

 <p>UNIVERSIDAD DE OVIEDO</p>		
--	--	--

in which nuclear and hydro production is still equivalent to the current, while the classic thermal is covered, basically, by the combined cycle and renewable wind.

In chapter eight looks at the evolution of the corporate sector in recent decades and its current status.

Finally, in chapter nine develop the conclusions of the thesis.

Índice.

1.	Introducción.....	3
1.1	Energía y bienestar.....	3
1.2	La energía y el desarrollo económico.....	5
1.2.1	La identidad de Kaya.....	7
1.2.2	Energía y crecimiento demográfico.....	8
1.2.3	La energía y el crecimiento económico.....	9
1.2.4	Intensidad del consumo energético.....	11
1.2.5	Eficiencia de emisión de CO ₂	13
1.3	Energía primaria y energía final.....	14
1.4	Energía y medio ambiente.....	17
1.4.1	Acidificación.....	18
1.4.2	Eutrofización.....	20
1.4.3	Ozono troposférico.....	21
1.4.4	Cambio climático.....	21
1.5	La electricidad.....	28
2	Tecnologías de producción.....	33
2.1	Centrales hidroeléctricas.....	33
2.2	Centrales termoeléctricas clásicas.....	36
2.2.1	Centrales termoeléctricas de ciclo Rankine.....	36
2.2.2	Centrales termoeléctricas de ciclo Brayton (turbinas de gas).....	39
2.2.3	Centrales termoeléctricas de ciclo combinado.....	39
2.2.4	Centrales termoeléctricas de ciclo combinado y gasificación de carbón.....	42
2.3	Cogeneración.....	43
2.4	Pilas de combustible.....	44
2.4.1	Células de hidrógeno.....	47
2.4.2	Obtención de hidrógeno a partir de metano.....	49
2.5	Centrales nucleares.....	50
2.5.1	Reactores de agua a presión, PWR.....	51
2.5.2	Reactores de agua en ebullición, BWR.....	52
2.5.3	Centrales RRR.....	52
2.5.4	Centrales de fusión.....	53

2.6	Sistemas eólicos.....	55
2.6.1	Evolución y tendencias de la energía eólica.....	57
2.6.2	Parques eólicos marinos.....	58
2.7	Producción de electricidad a partir de la energía solar.....	59
2.7.1	Energía solar térmica.....	60
2.7.2	Energía Solar fotovoltaica.....	71
2.8	Aprovechamiento de biomasa y residuos.....	82
2.9	Centrales geotérmicas.....	86
2.10	Centrales mareomotrices.....	88
2.10.1	Centrales de simple efecto.....	89
2.10.2	Centrales de doble efecto.....	89
2.10.3	Acumulación por bombeo.....	90
2.11	Aprovechamiento undimotriz.....	90
2.12	Energía térmica oceánica.....	91
2.13	Energía de las corrientes.....	92
2.14	Gradiente salino.....	93
3	Reservas y recursos de energía primaria.....	97
3.1	El carbón.....	97
3.2	El petróleo.....	101
3.2.1	¿El pico del petróleo?.....	103
3.2.2	Petróleo no convencional.....	105
3.3	El gas natural.....	106
3.4	Resumen relativo a las reservas de combustibles fósiles.....	108
3.5	La energía nuclear.....	109
3.6	Energía hidráulica.....	111
3.7	Energía eólica.....	116
3.7.1	Recursos eólicos en España.....	120
3.8	Energía solar.....	123
3.8.1	Energía fotovoltaica en el mundo.....	123
3.8.2	Energía fotovoltaica en España.....	125
3.8.3	Energía Solar Térmica de Alta Temperatura en el Mundo.....	127
3.9	Biomasa.....	128

3.9.1	La biomasa en España.	131
3.10	Geotérmica.	132
3.10.1	La energía geotérmica en España.	135
3.11	Energía del mar.	136
3.11.1	Energía mareomotriz.	136
3.11.2	Energía undimotriz y de las corrientes.	138
3.11.3	Energías marinas en España.	139
4	Producción, transporte y distribución de electricidad en España.	143
4.1	Transporte y distribución de energía eléctrica en España.	147
4.2	Generación distribuida.	151
4.2.1	Criterios técnicos de conexión a red.	156
5	Consumo de energía eléctrica. España vs. Mundo.	161
5.1	Consumo por sectores.	161
5.2	Índices de consumo.	162
5.3	Reducción del consumo.	167
5.3.1	Medidas de ahorro y eficiencia.	168
6	El mercado eléctrico español.	173
6.1	El mercado de electricidad.	173
6.2	El precio de la electricidad.	176
6.3	Régimen especial.	180
6.4	Costes de producción según tecnología.	183
6.4.1	Tecnologías del Régimen Ordinario.	183
6.4.2	Tecnologías del Régimen Especial.	188
6.5	Internalización de costes medioambientales.	193
6.5.1	Mercado de emisiones.	195
6.5.2	Precio de derechos de emisión y costes de eliminar CO ₂	199
7	Análisis de costes de distintos escenarios.	205
7.1.1	Escenario Ia. Cálculo del coste con valores reales del año 2010.	207
7.1.2	Escenario IIa. Mix de generación previsto en PER 2010-2020.	210
7.1.3	Escenario IIIa, con generación exclusivamente renovable.	211
7.1.4	Escenario IVa.	212
7.1.5	Carbón vs. Gas natural.	214

7.1.6	Representación de costes de los escenarios anteriores con derechos de emisión...	215
7.2	Precios.....	217
8	Estructura empresarial del sector eléctrico español.....	227
8.1	Período 1983-1990.....	227
8.2	Años previos a la liberalización: 1990-1997.	229
8.3	La liberalización del sector eléctrico: 1997-2003.	231
8.4	Período 2003-2010.....	234
8.5	Período 2011-2012.....	234
8.6	Situación accionarial del sector.	236
8.6.1	Endesa.....	236
8.6.2	Iberdrola.....	236
8.6.3	Gas Natural-Unión Fenosa.	237
8.6.4	Hidrocantábrico.	237
9	Conclusiones.....	241
	Anexo I. Energía Eléctrica Producible (GWh). Período 1920-2000.	251
	Anexo II. Medidas de ahorro.	255
	Anexo III. Emisiones y captación de CO ₂	275
	Anexo IV. Las EERR y el medio ambiente.	285
	Anexo V. Bibliografía.	289

Índice de tablas.

Tabla 1-1. Variación del crecimiento de la población y el consumo per cápita y mundial de energía.....	8
Tabla 1-2. Variación del crecimiento de la población y del consumo energético.....	9
Tabla 1-3. Intensidad energética de la economía. [tep/10 ⁶ €].	11
Tabla 1-4. Impactos ambientales producidos a lo largo del ciclo energético.....	17
Tabla 2-1. Principales centrales hidroeléctricas españolas.....	35
Tabla 2-2. Principales centrales termoeléctricas españolas.....	37
Tabla 2-3. Principales centrales de ciclo combinado.	41
Tabla 2-4. Tipos de pilas de combustible.	46
Tabla 2-5. Principales características de los reactores nucleares empleados en la industria....	51
Tabla 2-6. Centrales nucleares españolas.	52
Tabla 2-7. Principales instalaciones eólicas españolas.....	57
Tabla 2-8. Previsiones de eficiencia en porcentaje, de diversas células fotovoltaicas (2015) .	75
Tabla 2-9. Resumen de tecnologías fotovoltaicas.	81
Tabla 2-10. Principales instalaciones solares españolas.....	82
Tabla 2-11. Principales características de la biomasa.	84
Tabla 3-1. Reservas de carbón a finales de 2009. (Millones de toneladas).....	98
Tabla 3-2. Reservas de petróleo probadas, 2009, en miles de millones de barriles.	101
Tabla 3-3. Reservas probadas de gas natural (10 ¹⁸ m ³), 2009.....	106
Tabla 3-4. Reservas de uranio.	110
Tabla 3-5. Centrales hidroeléctricas más grandes del mundo.	112
Tabla 3-6. Principales productores de energía hidroeléctrica (2009).....	112
Tabla 3-7. Potencial hidroeléctrico en España (GWh/año) por cuencas.	114
Tabla 3-8. Evolución de la energía hidroeléctrica producida por cuencas (GWh).....	115
Tabla 3-9. Potencial de energía eólica en España.	120
Tabla 3-10. Potencia eólica instalada por Comunidades Autónomas y datos relativos. (2009)	121
Tabla 3-11. Potencia fotovoltaica instalada en el mundo por países, (2011).	124
Tabla 3-12. Distribución de la potencia fotovoltaica instalada por Comunidades Autónomas y valores relativos.....	126
Tabla 3-13. Principales centrales solares térmicas del mundo y de España.....	127

Tabla 3-14. Gestión de RSU por Estados miembros de la UE (2008).	130
Tabla 3-15. Producción de electricidad en el mundo a partir de biocombustibles y residuos, 2009.	131
Tabla 3-16. Total de potencia instalada en plantas de biomasa según tipología, 2010.	131
Tabla 3-17. Potencial geotérmico mundial, 2006.	133
Tabla 3-18. Distribución de recursos geotérmicos por regiones, 2006.	134
Tabla 3-19. Capacidad de producción eléctrica instalada, 2005.	134
Tabla 3-20. Potencia geotérmica instalada en Europa, 2009.	135
Tabla 4-1. Evolución anual de la cobertura de la demanda de energía eléctrica (GWh).	144
Tabla 4-2. Balance de energía eléctrica por Comunidades Autónomas, 2010 (GWh).	148
Tabla 5-1. Distribución del consumo eléctrico por sectores en varios países del mundo, 2009. (GWh).	161
Tabla 5-2. Consumos de electricidad específicos por habitante y unidad PIB, 2009.	163
Tabla 6-1. Características de las tecnologías de generación.	179
Tabla 6-2. Costes unitarios por tecnología en régimen ordinario en 2009.	184
Tabla 6-3. Costes unitarios totales de generación por tecnología comparados con la UE.	185
Tabla 6-4. Costes de diversas tecnologías de producción de electricidad del Régimen Especial.	189
Tabla 7-1. Cálculo del coste medio de MWh producido (Escenario Ia).	207
Tabla 7-2. Coste del MWh producido en un escenario de producción según el Plan EERR 2010-2020 (Escenario IIa).	210
Tabla 7-3. Coste del MWh producido con energías renovables exclusivamente (Escenario IIIa).	211
Tabla 7-4. Coste del MWh en el escenario IVa.	212
Tabla 7-5. Cálculo del coste medio de MWh producido (Escenario Ib).	215
Tabla 7-6. Coste del MWh producido en un escenario de producción según el Plan EERR 2010-2020 (Escenario IIb).	216
Tabla 7-7. Coste del MWh en el escenario IVb.	216
Tabla 7-8. Tabla de resumen de precios (€/MWh).	216
Tabla 7-9. Primas al Régimen especial en 2010.	218
Tabla 7-10. Precios de la electricidad para usos domésticos en Europa (€/kWh).	222

Tabla 7-11. Precios de la electricidad para usos industriales (c€/kWh), impuestos incluidos excepto IVA.223

Índice de gráficas.

Gráfica 3-1. Reservas de carbón en el mundo. Enero 2009.	99
Gráfica 3-2. Evolución de la relación reservas/producción.....	100
Gráfica 3-3. Reservas mundiales de petróleo en billones de barriles. Enero 2007.	102
Gráfica 3-4. Reparto de las reservas mundiales de gas natural, 2009.	108
Gráfica 3-5. Evolución de la potencia eólica instalada en el mundo por año.....	116
Gráfica 3-6. Potencia eólica instalada total en países con más de 1000 MW, al final de 2010.	117
Gráfica 3-7. Evolución de la potencia eólica instalada a nivel mundial, (MW).....	118
Gráfica 3-8. Potencia eólica offshore instalada en países de la UE en 2010, (MW).....	119
Gráfica 3-9. Evolución de la potencia eólica instalada en España.	121
Gráfica 3-10. Evolución de la potencia mundial acumulada, (MW).....	124
Gráfica 3-11. Potencia fotovoltaica instalada en España por Comunidades Autónomas, 2010.	126
Gráfica 4-1. Evolución del reparto de producción de electricidad por tecnologías.	145
Gráfica 4-2. Estructura de la producción de electricidad por fuentes.	146
Gráfica 4-3. Evolución de la producción eólica en España.	147
Gráfica 5-1. Estructura de consumo eléctrico en diversos países, 2009.....	162
Gráfica 5-2. Relación consumo electricidad por habitante con consumo de electricidad por \$- PIB.....	164
Gráfica 5-3. Evolución del índice de crecimiento del PIB y del consumo de electricidad en España.	165
Gráfica 5-4. Correlación entre los índices de crecimiento del PIB y del consumo energético	166
Gráfica 5-5. Evolución de la intensidad energética en varios países de Europa.	166
Gráfica 5-6. Evolución de la intensidad energética para la electricidad (kWh/€ PIB-2000). 167	
Gráfica 5-7. Estructura de consumo de electricidad en España por sectores, 2009.	169
Gráfica 6-1. Coste total de una tecnología en función del número de horas de funcionamiento al año.	176
Gráfica 6-2. Cobertura de la curva monótona de demanda a mínimo coste y potencia instalada óptima de cada tipo de tecnología.	177
Gráfica 6-3. Evolución del precio mensual medio del CO ₂ en el mercado UE.....	199

Gráfica 6-4. Sobrecostes en el precio de distintos combustibles como consecuencia de la internalización de costes de emisiones de CO ₂	200
Gráfica 6-5. Evolución de los rendimientos de las centrales térmicas en los próximos años.200	
Gráfica 7-1. Monótona de carga considerada para el análisis.	205
Gráfica 7-2. Costes medios (€/MWh) de cada tecnología en función de las horas equivalentes de funcionamiento.	206
Gráfica 7-3. Evolución de la energía hidroeléctrica producible (horas) máxima, mínima y media en el período 1980-2000.	208
Gráfica 7-4. Monótona de producción eólica frente a monótona de carga.....	209
Gráfica 7-5. Monótonas de carga y eólica en términos de probabilidad.	213
Gráfica 7-6. Coste medio del MWh generado con carbón (térmica clásica) y con gas natural (ciclo combinado), sin considerar coste de derechos de emisión.....	214
Gráfica 7-7. Coste medio del MWh generado con carbón (térmica clásica) y con gas natural (ciclo combinado), considerando un coste de derechos de emisión de CO ₂ de 50 €/Tm.	215
Gráfica 7-8. Evolución de las tarifas eléctricas y del IPC	221

Índice de figuras.

Figura 1-1. Relación entre el Índice de Desarrollo Humano y el consumo eléctrico por habitante.	6
Figura 1-2. Diagrama Sankey de la energía en España en 2007.	16
Figura 1-3. Evolución de la emisión de gases de efecto invernadero en España (1990-2010).25	
Figura 2-1. Esquema de central fluyente.	34
Figura 2-2. Central térmica convencional de carbón.	37
Figura 2-3. Central de ciclo combinado.	40
Figura 2-4. Central de gasificación integrada con ciclo combinado.	42
Figura 2-5. Pila de combustible.	45
Figura 2-6. Esquema de funcionamiento del ITER.	54
Figura 2-7. Esquema de plataforma offshore flotante.	59
Figura 2-8. Esquema de central eléctrica solar térmica.	61
Figura 2-9. Efecto fotoeléctrico.	72
Figura 2-10. Célula industrial típica de silicio cristalino con estructura BSF.	73
Figura 2-11. Célula de silicio cristalino con estructura PERL.	74
Figura 2-12. Célula de contacto posterior.	74
Figura 2-13. Esquema de funcionamiento de la concentración fotovoltaica.	78
Figura 2-14. Evolución de las eficiencias de las distintas tecnologías fotovoltaicas.	81
Figura 2-15. Esquema de central geotérmica.	88
Figura 2-16. Esquema de una instalación para el aprovechamiento de la energía mareomotriz.	89
Figura 2-17. Esquemas de posibles aprovechamientos undimotrices.	91
Figura 2-18. Esquema de una central térmica oceánica de circuito cerrado.	92
Figura 2-19. Esquema de aprovechamiento de las corrientes marinas.	93
Figura 2-20. Esquema de generación eléctrica a partir del gradiente salino.	94
Figura 3-1. Mapa de la energía minihidráulica en España.	113
Figura 3-2. Mapa de la zonificación de áreas eólicas marinas.	122
Figura 3-3. Mapa de España de irradiación incidente.	125
Figura 3-4. Lugares del mundo con recursos mareomotrices.	136
Figura 4-1. Saldos de intercambios de energía entre Comunidades Autónomas.	149
Figura 9-1. Esquema de un sistema de captación y secuestro de CO ₂	282

Lista de acrónimos.

-
- AGR Advanced Gas-cooled Reactor.
- APPA Asociación de Productores de Energías Renovables.
- ASIF Asociación de la Industria Fotovoltaica.
- BEV Battery Electric Vehicle
- BFA Banco Financiero y de Ahorros.
- BP British Petroleum.
- BWR Boiling Water Reactor.
- CECA Comunidad Europea del Carbón y del Acero.
- CFC Clorofluorocarbonos.
- CIDEM Centro de Innovación y Desarrollo Empresarial.
- CIEMAT Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas.
- CNE Comisión Nacional de Energía.
- COGEMA Compagnie Générale des Matières nucléaires.
- COV Compuestos Orgánicos Volátiles.
- CSIC Consejo Superior de Investigaciones Científicas.
- CTC Costes de Transición a la Competencia.
- CTE Código Técnico de la Edificación.
- DCS Distributed Collector System.
- ENRESA Empresa Nacional de Residuos Radiactivos.
- EPIA European Photovoltaic Industry Association.
- ERC Energy Research Center.
- EREV Vehículo Eléctrico de Autonomía Extendida.
- EWG Environmental Working Group.
- GCR Gas Cooled Reactor.
- GEI Gases de Efecto Invernadero.
- HCFC Hidroclorofluorocarbonos.
- HFC Hidrofluorocarbonos.
- HVE Hybrid Electric Vehicle.
- IDAE Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía.
- IDH Índice de Desarrollo Humano.
- IEA International Energy Agency.
- IGA International Geothermal Association.
- INCAR Instituto del Carbón.
- INI Instituto Nacional de Industria.
- IPC Índice de Precios al Consumo.
- IPCC Intergovernmental Panel on Climate Change.
- IR Inferred Resources.
- ITER International Thermonuclear Experimental Reactor.
- IVA Impuesto sobre el Valor Añadido.
- JET Joint European Torus.
- LOSEN Ley de Ordenación del Sector Eléctrico Nacional.
- LSE Ley del Sector Eléctrico

- MDL Mecanismo de Desarrollo Limpio.
- MLE Marco Legal Estable.
- OCDE Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos.
- OMEL Operador del Mercado Eléctrico.
- OMIE Operador del Mercado Ibérico de Electricidad.
- ONU Organización de las Naciones Unidas.
- OPA Oferta Pública de Adquisición.
- OPEP Organización de Países Exportadores de Petróleo.
- PCI Poder Calorífico Inferior.
- PHEV Plug in Hybrid Electric Vehicle.
- PEN Plan Energético Nacional.
- PFC Perfluorocarbonos.
- PHWR Pressurized Heavy Water Reactor
- PIB Producto Interior Bruto.
- PNUD Programas de las Naciones Unidas para el Desarrollo.
- PR Pronosticated Resources.
- PWR Pressurized Water Reactor.
- RAR Reasonable Assured Resources.
- RRR Reed Research Reactor.
- RSU Residuos Sólidos Urbanos.
- SEGS Solar Electric Generating System.
- SENDECO Sistema Electrónico de Negociación de Derechos de Emisión de CO₂.
- SHIP Solar Heat for Industrial Processes.
- SR Speculative Resources.
- TIEPI Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada.
- UE Unión Europea.
- UNESA Unidad Eléctrica, S.A. (Asociación Española de la Industria Eléctrica).
- WEC World Energy Council.

Capítulo 1:
Introducción

1. Introducción.

1.1 Energía y bienestar.

Para el hombre primitivo el bienestar estaba ligado a satisfacer su necesidad de alimentarse a diario mediante la caza y la recolección. Probablemente el siguiente paso en la mejora de su calidad de vida fue la preocupación por el cobijo y el cuidado de su prole o grupo. Para todo esto, la única energía que utilizaban era la derivada de su propia fuerza muscular.

Hace 100.000 años, con el descubrimiento del mantenimiento del fuego, utilizando madera como primer combustible de la humanidad, se da un paso fundamental en el empleo de la energía, lo que supone un cambio sustancial en la evolución de la humanidad.

Posteriormente, con el descubrimiento de la agricultura y la ganadería, el hombre mejora su calidad de vida, deja de ser nómada y pasa a disponer de una alimentación más o menos asegurada. A la energía derivada de su fuerza muscular añade la tracción animal para obtener energía mecánica.

Más adelante se darían pasos hacia la disponibilidad de nuevas fuentes de energía con la utilización del agua y el viento, gracias a la invención de la rueda hidráulica y del molino de viento. Con ello se sustituye, en parte, la tracción animal en algunos usos agrícolas y se contribuye a la transformación de la alimentación.

Así pues, las primeras fuentes de energía usadas por el hombre fueron las derivadas del fuego, por combustión de biomasa, así como fuentes renovables como corrientes de agua y el viento.

Por lo que respecta a los combustibles fósiles, se cree que la utilización del carbón mineral tenía lugar ya en el año 1200. Inglaterra ya producía un millón de toneladas de carbón en el año 1600, principalmente para calefacción. Del siglo XVII datan los hornos de fundición de hierro lo que supone el principio de la industria siderúrgica, que impulsaría el nacimiento de la Revolución Industrial.

La invención de la máquina de vapor en 1769 es la primera gran innovación energética moderna. Gracias a ella se dispone de un medio de producción de energía mecánica que permite obtener elevadas potencias y estaba menos limitado geográficamente que los recursos anteriormente utilizados. La máquina de vapor consumía fundamentalmente madera y carbón

y encontró gran utilidad en la industria y en el transporte. El otro gran consumidor de carbón era la industria siderúrgica. Sin embargo, las limitaciones del transporte de carbón restringieron algo el uso de la máquina de vapor en todas las industrias.

En 1786 se realizaban los primeros estudios sobre la electricidad en el laboratorio. La primera batería eléctrica data de 1800. En 1821 apareció el primer motor eléctrico y en 1883 la lámpara incandescente de Swam y Edison. Todo esto, unido al desarrollo de las ruedas hidráulicas, dando lugar a las turbinas hidráulicas actuales que acopladas a generadores eléctricos, puso a disposición del hombre una nueva forma de energía que abrió nuevos horizontes a la humanidad, más versátil en sus usos en iluminación o energía mecánica, que puede transportarse con facilidad y que pone la energía a disponibilidad de todo. Sin embargo, la electricidad, como energía de uso generalizado, no llegaría a la mayor parte de la población de los países desarrollados hasta después del primer tercio del siglo XX.

Por lo que respecta al gas natural, se utilizó por primera vez para iluminación pública en 1825. La extracción de petróleo en 1859 en Pensilvania significó el nacimiento de la industria del petróleo. En la segunda mitad del siglo XIX aparecen los distintos motores de combustión interna. La conjunción de éstos y la industria petrolera contribuye a la aparición y el desarrollo de la industria automovilística.

El comienzo de la mecanización, la mejora de la alimentación y la higiene, las condiciones de trabajo y los avances en el terreno de la medicina llevaron a un aumento de la esperanza de vida. Gracias a esta mejora en la calidad de vida, la población en general comienza a disponer de tiempo de ocio. Alcanzado el bienestar material, se puede conseguir un desarrollo en el bienestar social. Esto hubiera sido imposible sin el desarrollo de la tecnología y de la energía.

Los primeros pasos en el nacimiento de la energía nuclear se habían dado a principio del siglo XIX, con el desarrollo de la teoría atómica iniciada con Dalton y Rutherford y el descubrimiento de la radiactividad por Curie. La primera reacción de fisión la llevó a cabo Fermi en 1942. Durante la Segunda Guerra Mundial, Estados Unidos desarrolla la bomba atómica que se utiliza posteriormente en Hiroshima y Nagasaki.

Después de este hecho, el interés se desplaza de los reactores de uranio natural a lo primer reactores de potencia con uranio enriquecido, para propulsión naval y después para la producción de energía eléctrica. Paralelamente a este desarrollo comercial de la fisión, en las décadas de los cincuenta a sesenta se realiza una firme apuesta por la investigación en la

energía de fusión. No obstante, aún no está disponible esta tecnología. Aun cuando existen esperanzas en el desarrollo del proyecto ITER.

Por lo que respecta a las denominadas energías renovables: las obtenidas a partir del sol, viento, agua, biomasa y del mar, cuyo uso ha sido una constante desde el descubrimiento del fuego en la historia de la humanidad, perdió peso con el descubrimiento de los combustibles fósiles y su aplicación. De hecho no ha existido una vocación de desarrollos energéticos basados en estas fuentes, a excepción de la energía hidroeléctrica, hasta la década de los ochenta, momento en la que comienza la concienciación sobre los problemas que el uso de los combustibles fósiles estaba ocasionando en el medio ambiente.

En este sucinto esquema histórico del desarrollo energético de la humanidad cabe tener en cuenta varios aspectos determinantes:

- Los primeros pasos en el desarrollo de la industria y la tecnología han estado ligados a la disponibilidad de fuentes energéticas autóctonas.
- El desarrollo generalizado de la industria exige el desarrollo del transporte para llevar las materias primas donde fuese necesario. El transporte se constituye en otro gran consumidor de energía.
- Una vez agotadas las materias primas en el primer mundo, las grandes potencias buscan en los países menos desarrollados las cantidades crecientes de fuentes energéticas que requiere su nivel de vida.

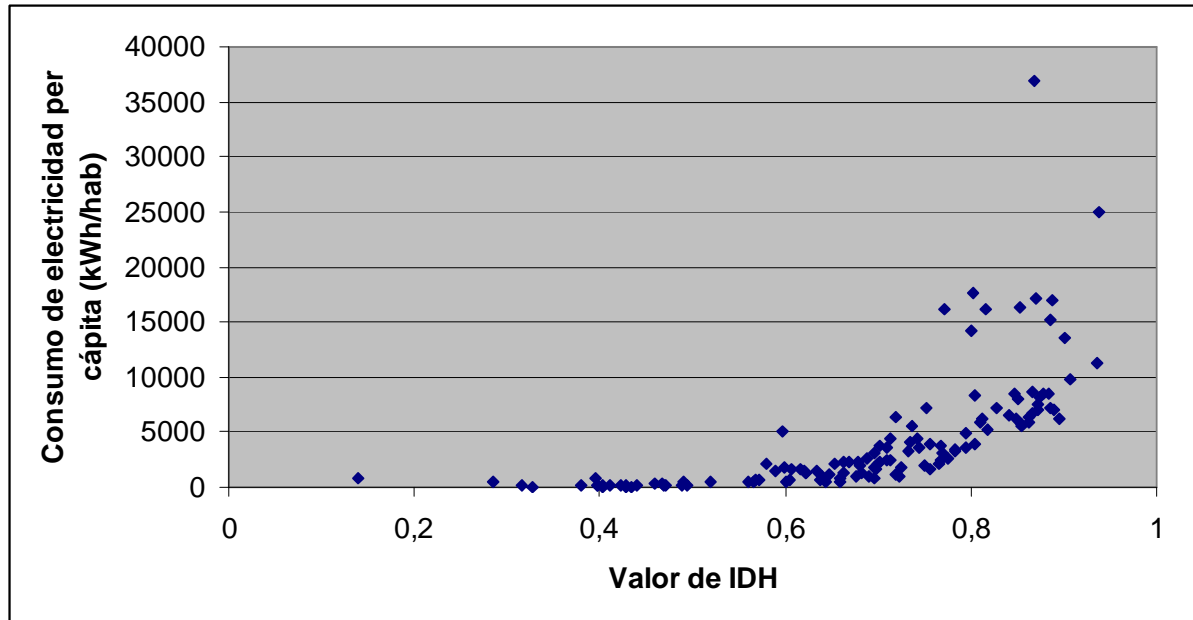
1.2 La energía y el desarrollo económico.

Con frecuencia se identifica el grado de desarrollo de un país con el producto interior bruto (PIB) per cápita y también es una creencia bastante extendida que cuanto más desarrollado está un país, de más bienestar disfrutan sus ciudadanos.

No obstante, existe otro índice, denominado índice de desarrollo humano (IDH), elaborado por la ONU, que tiene en cuenta otros factores como la esperanza de vida, la matriculación escolar, la alfabetización y el PIB per cápita. Por tanto, la relación entre IDH y PIB no tiene porqué ser lineal, pudiendo conseguir altos niveles de desarrollo humano con bajos PIB y viceversa. En la lista de los países con mayor IDH en el año 2010 están Noruega, Australia, Nueva Zelanda, Estados Unidos. España se sitúa en el puesto 20.

Con el fin de relacionar el consumo de energía con el grado de bienestar, se representa en la Figura 1-1 el valor del consumo de electricidad correspondiente a varios países frente al índice de desarrollo humano.

Figura 1-1. Relación entre el Índice de Desarrollo Humano y el consumo eléctrico por habitante.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del “Informe sobre Desarrollo Humano 2010”, PNUD; Datos de consumo eléctrico en el mundo, IAE.

Según la Figura 1-1 parece existir una cierta relación de carácter exponencial entre el consumo de electricidad por habitante y el ranking en el desarrollo humano (IDH), si bien se deberían realizar algunas matizaciones. A la cabeza del consumo de electricidad figuran los países escandinavos, Islandia, Noruega, Canadá, Suecia y Finlandia. En el consumo de electricidad influye la cantidad de potencia hidráulica instalada y el alto nivel de vida.

También cabe destacar el caso de los países del Golfo Pérsico, en particular Kuwait, Emiratos Árabes y Qatar, donde la abundancia de materias primas energéticas da lugar a un consumo que no tiene en cuenta en absoluto al ahorro. Destacan los altos consumos de energía en el sector público y residencial, principalmente en climatización.

Separando los países indicados y fijándonos en los que consumen menos de 10.000 kWh por habitante y año, la relación exponencial entre el IDH y el consumo es más patente. Es decir, mayores índices de desarrollo implican mayores consumos de electricidad; y para aumentar un punto el índice de desarrollo humano, el consumo energético debe aumentar aún mucho más.

No obstante, también se desprende de la gráfica anterior que se puede alcanzar un índice de desarrollo humano elevado con consumos muy dispares. Así, Alemania y Luxemburgo tienen el mismo IDH, sin embargo, el consumo de electricidad por habitantes es 2,2 veces superior en Luxemburgo, y el PIB per cápita es sólo 2 veces superior. Se puede interpretar que el grado de eficiencia es superior en Alemania

Si nos referimos no sólo al consumo eléctrico, sino al consumo energético de energía final, teniendo en cuenta carbón, petróleo, gas natural y electricidad y lo comparamos con el consumo en alimentación de una persona media, es que de 2.000 kcal, tenemos que la población mundial gasta diariamente en energía, de media, unas 13 veces lo que consume. No obstante, en Estados Unidos, situado en el puesto cuatro del IDH, el ciudadano medio consume 73 veces su demanda de alimento, mientras que en Mozambique, situado en el puesto 170 del IDH, el consumo de energía per cápita es sólo igual a su ingesta diaria de alimento.

En resumen, los treinta países de la OCDE en el año 2005, que suponen el 18,6 % de la población mundial, consumieron el 65 % de la energía eléctrica, el 64 % del gas natural, el 65 % del petróleo y el 17 % del carbón: en total, el 53 % de la energía tanto primaria como final, generando el 53 % del CO₂ emitido a la atmósfera. Es decir, que si toda la población mundial actual utilizase energía en la misma cantidad y de la misma forma que los países de la OCDE, consumiríamos, globalmente, unas tres veces la cantidad actual de petróleo, gas natural y energía eléctrica; asimismo, las emisiones de CO₂ serían de algo más del doble.

Por tanto, asumiendo que los países de la OCDE tienen en su mayoría un alto grado de desarrollo humano y el resto de los países un menor desarrollo, se puede concluir que para que estos últimos alcancen un nivel de desarrollo acorde con los primeros, no se puede hacer sobre la base del mismo modelo energético, ya que no sería sostenible ni por la demanda energética basada en recursos agotables ni por elevada cantidad de emisiones contaminantes.

En definitiva, para que todos tengamos las mismas oportunidades no queda más remedio que consumir menos energía y la que se consuma hacerlo más racionalmente.

1.2.1 La identidad de Kaya.

El profesor David Archer, de la Universidad de Chicago, desarrolló el modelo mundial Kaya, por el que se analiza los factores que afectan al nivel de emisiones de CO₂. Este modelo se basa en la siguiente ecuación:

$$[Em.CO_2] = [Pob][PIB/hab][Int.Energ.][Efic.Carb.] \quad \text{Ec. 1-1}$$

Donde:

[Em. CO₂] son las emisiones de CO₂.

[Pob.] es la población total.

[PIB/hab.] es el Producto Interior Bruto por habitante.

[Int. Enero.] Es la intensidad energética medida, que nos da una medida de la eficacia de la energía utilizada.

[Efic. Carb.] La eficiencia de emisión de CO₂ de la fuente energética utilizada.

A la vista de la Ec. 1-1, se deduce que el incremento de población y del producto interior bruto aumentan las emisiones, mientras que la reducción de la intensidad energética o el incremento de la eficiencia las reduce.

Más adelante analizaremos más detenidamente estos factores.

1.2.2 Energía y crecimiento demográfico.

La aplicación intensiva de la energía a las distintas actividades de la vida económica y social, ha ido transformando los esquemas tradicionales del trabajo y ha permitido la aceleración de los ritmos de crecimiento y de concentración demográfica.

Así, durante el siglo XIX pudo doblarse la población del mundo, y luego en sólo 50 años volvió a duplicarse la población. Según las estimaciones que se han realizado en el período histórico posterior a 1650, la población del mundo y el consumo de energía per cápita evolucionaron de acuerdo con la Tabla 1-1. Puede observarse la aceleración del crecimiento a partir de 1800.

Tabla 1-1. Variación del crecimiento de la población y el consumo per cápita y mundial de energía.

Año	Población en mill. hab.	Consumo per cápita en tep	Consumo mundial de energía en 10 ⁶ tep
1650	507	0,070	35,49
1750	741	0,077	57,05
1800	943	0,084	79,21
1850	1.174	0,126	147,92
1900	1.626	0,322	523,57
1950	2.507	0,700	1.754,90
1990	5.239	1,603	8.401,30
2000	6.000	1,505	9030,0
2010	6.800	1,642	11.164,3 ¹

¹ Dato de BP correspondiente a 2009
Fuente: *Gestión de la Energía, BP; Elaboración propia.*

Los ritmos de crecimiento de la población y de la energía son los reflejados en la Tabla 1-2. Se observa que la población mundial crece de forma monótona, salvo en el período 1800-1850 que tiene un ritmo inferior al período anterior. Luego los ritmos siguen subiendo, aunque en el último decenio se produce un ligero descenso del índice de crecimiento. Por lo que respecta al consumo mundial de energía, el crecimiento es monótono y acelerado en todo el período, salvo en el último período donde el crecimiento se aminora ligeramente.

Tabla 1-2. Variación del crecimiento de la población y del consumo energético.

Período	Variación media anual en %	
	Población	Energía
1650-1750	0,46	0,61
1750-1800	0,27	0,39
1800-1850	0,24	0,87
1850-1900	0,39	2,54
1900-1950	0,54	2,35
1950-1990	1,09	3,79
1990-2000	1,37	0,72
2000-2010	1,26	2,39

Fuente: *Gestión de la energía; BP; Elaboración propia.*

El análisis funcional entre el consumo mundial de energía y la población, puede expresarse por la siguiente ecuación:

$$\text{Log (E)} = -12,509 + 2,532 \cdot \text{Log (P)} \quad (\text{Ec. 1.2})$$

donde P es la población del mundo en millones de habitantes, E el consumo de energía en millones de tep. El coeficiente de correlación obtenido es 0,99379.

A la vista de lo anterior, parece ilusorio creer que las políticas de ordenación y perfeccionamiento de los sistemas de la oferta y el consumo de energía, puedan tener efectos significativos a plazo medio para modificar sustancialmente los ritmos de variación. Parece que sería más efectivo para disminuir la demanda elaborar políticas demográficas restrictivas a escala mundial.

1.2.3 Le energía y el crecimiento económico.

El empleo de la energía en las actividades económicas permite amplificar el esfuerzo creador de las tecnologías y, de este modo, aumentar el producto por unidad de trabajo. De manera general, la demanda de energía se distribuye en tres grandes sectores de consumo:

- Industria.

- Transporte.
- Servicios y usos domésticos.

En los países con un alto nivel de desarrollo, estos tres sectores tienen un orden de magnitud parecido. Por lo que se refiere a la industria, su proporción correspondiente depende en gran manera de la estructura sectorial de la producción, ya que son muy distintas las cantidades de energía requeridas por unidad de producto, según la clase de actividad. Cuando predominan las industrias fuertemente consumidoras de energía, el sector industrial es el que tiene mayor contribución.

En los países con menor nivel de desarrollo, la principal demanda de energía corresponde a los transportes, particularmente al terrestre. La agricultura tiene un consumo energético pequeño por unidad de producto, salvo que se refiera a cultivos muy especiales con regadío y calefacción artificial.

Los usos domésticos, por su parte, van adquiriendo mayor peso a medida que crece el nivel de renta per cápita. Influyen también las características del clima, en lo que se refiere a la calefacción y al acondicionamiento del aire.

Se plantea el siguiente esquema de relación de consumo energético y crecimiento económico. El crecimiento económico supone un incremento de la industria, del comercio y servicios y del transporte. Por tanto, paralelamente y en primera instancia, cualquier desarrollo económico supone un aumento del consumo energético. Adicionalmente, se producirá un incremento de consumo energético en los usos domésticos: Si se dispone de capacidad económica, aumentará el consumo en calefacción, refrigeración, aparatos electrodomésticos, se podrá viajar más, ¿Por qué vivir austeramente, cuando se puede disfrutar de más comodidades? Este es el factor condicionante del llamado desarrollo económico, y no hay que perder de vista que industria, servicios, comercio y administración están al servicio directo o indirecto de los ciudadanos. Una fábrica de coches no fabrica para batir un récord de producción, o para dar puestos de trabajo, fabrica coches para venderlos a los ciudadanos de a pie. Por tanto, el anhelo de cualquier individuo es tener una vida más cómoda y para ello se pone en marcha todo un complejísimo mecanismo económico que implica a industrias, comercios, empresas de servicio, etc.

Por tanto, el segundo factor de la ecuación de Kaya también es creciente. La población crece. El desarrollo económico también crece. Y parece ser que si un país no tiene capacidad

de crecer se hunde. El sistema económico está basado sobre el crecimiento y no sobre sistemas estables y en equilibrio.

1.2.4 Intensidad del consumo energético.

Se hablaba al principio del apartado 1.2 sobre la relación entre grado de desarrollo y consumo energético. Se decía que mayor grado de desarrollo no tenía que implicar necesariamente mayor consumo energético. Que se puede obtener grados de desarrollos altos con “algo menos” de consumo energético de lo que supone la tendencia reflejada en la Figura 1-1.

La vinculación entre consumo energético y producción económica, se expresa por medio de la “*intensidad del consumo energético*”, que se obtiene como el cociente del consumo total de energía (primaria o final) entre el PIB (Producto Interior Bruto). Esta relación mide el grado de eficiencia de una economía en cuanto a consumo energético: nos da cuántas unidades energéticas se necesitan para producir una unidad de PIB. Este parámetro evoluciona lentamente y puede servir de guía o referencia en los estudios proyectivos del mercado futuro. No obstante, se trata de una magnitud en la que intervienen factores que no pueden modificarse rápidamente en el corto plazo.

Sin embargo, dada la gran inercia de los cambios estructurales de un sistema económico nacional o regional, la evolución de la intensidad del consumo energético puede constituir un buen indicador para realizar estimaciones sobre los comportamientos a medio o largo plazo.

En la Tabla 1-3 se presenta la intensidad energética en toneladas equivalentes de petróleo por millón de euros de PIB para varios países. En la misma se observa cómo la intensidad energética de los países representados disminuye, lo que parece indicar un mayor rendimiento en el consumo energético por cada unidad de PIB producido. Sin embargo, el caso de España es paradigmático, ya que sólo se produce una clara disminución en los últimos años del período presentado, período también coincidente con el advenimiento de la crisis económica actual. En relación con nuestra posición, cabe decir que está por encima de la media de la Zona Euro, que estamos con una intensidad energética parecida a la de Estados Unidos, pero que la intensidad energética de Japón es casi la mitad de la nuestra.

Tabla 1-3. Intensidad energética de la economía. [tep/10⁶ €].

Año	UE-27	UE-15	Zona Euro	Alemania	Irlanda	España	Francia	Reino Unido	EEUU	Japón
1997	204,4	179	184,9	181,1	152	194,5	190,8	156,6	227,5	103,2

Año	UE-27	UE-15	Zona Euro	Alemania	Irlanda	España	Francia	Reino Unido	EEUU	Japón
1998	200,4	177,3	183,5	177	149,8	196,7	190	154,7	219,9	103,6
1999	193,1	172,3	178,9	170,6	143,5	197,4	183,6	148,6	215,5	105,5
2000	187,3	167,6	174,6	166	137	196,2	179,1	144,5	212,8	103,9
2001	187,8	168,1	175,5	169,2	135,2	193,6	181,4	141,8	206,4	102
2002	185,1	165,6	174	165,5	129,7	195	179,7	135,3	205,4	101,9
2003	187,2	167,3	176,8	167,2	122	195,6	180,8	134,2	200,8	99,6
2004	184,8	165,8	175,8	166,1	123	198,1	179,4	131	197,9	100,1
2005	181,3	162,8	173	163,4	110,6	195,4	176,5	128,4	193,1	97,8
2006	175,7	157,3	167,5	159,2	107,7	187,1	170,7	122,9	186,3	95,6
2007	169,1	151,5	162,1	152	103,9	183,9	165	115,2	185,5	92,5
2008	167,1	150	160,5	151,1	106,5	176,4	166,7	113,7	180,6	90,1

Fuente: Eurostat, 2009

De acuerdo con la tesis de María Mendiluce “*La intensidad energética en España. Claves para entender su evolución*”, los factores que explican la evolución de los índices de intensidad energética son:

- Cambios de estructura económica: aumento del peso de sector terciario.
- El cambio tecnológico.
- La sustitución de combustibles.
- Los precios de la energía y su regulación.
- El efecto de saturación y las preferencias de los consumidores.

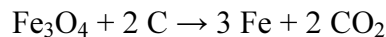
Respecto a la estructura de la economía española se menciona el elevado peso de la construcción y la agricultura, en relación con otros países europeos. Entre 1995 y 2008 la inversión en edificios se multiplicó por cinco y la correspondiente a las obras públicas por cuatro. Dentro de esta última, la construcción de infraestructura ferroviaria supuso el 22% de la inversión total y la de carreteras y vías urbanas el 40%. Pero además, la economía española concentra sus actividades en subsectores de menor valor añadido, como la siderurgia asociada a la construcción. Incluso en actividades menos intensivas en energía, como el sector servicios, la actividad económica se concentra en aquellas ramas que necesitan más energía como puede ser el caso de la hostelería. La crisis en la construcción, que comienza en 2008, explica buena parte de la reducción de la intensidad energética a partir de este momento.

Por su parte, el sector residencial es el mayor consumidor de energía en el país e influye notablemente en la intensidad energética a través del consumo en los hogares y en el transporte. Estas demandas han tenido un crecimiento muy importante, moderándose

ligeramente a partir de 2007. Comentar como dato significativo que el consumo de electricidad en los hogares españoles se ha duplicado entre 1995 y 2008.

Respecto al mix de generación eléctrica, aunque lo comentaremos más adelante, avanzaremos cómo los cambios en dicho mix han afectado a la intensidad energética. El gas natural pasa del 2% de la generación en 1995 al 24% en 2010, y las energías renovables, aumentan del 1% al 22,6% en 2010. Mientras la demanda de electricidad creció un 82%, los consumos de energía primaria sólo lo hicieron en un 25%.

Hay que señalar que en relación con la intensidad energética hay factores limitantes y otros que nos pueden hacer incurrir en error o engaño. Respecto a los primeros, cabe decir que hay ciertos límites físicos y técnicos que es imposible rebasar. Por ejemplo, en la reducción del óxido ferroso-férrico Fe_3O_4 para obtener hierro, una industria siderúrgica emplea cierta cantidad de carbón. Se puede mejorar la técnica o cambiar la tecnología para reducir el consumo de carbón. Pero hay un límite químico imposible de mejorar, que es el dado por la ecuación química



Lo mismo sucede en todos los procesos industriales, que existen límites de rendimiento. Sin embargo, la intensidad se mide en unidades de energía por unidad económica. En el caso anterior, simplemente bastaría que el precio del hierro obtenido subiera para que la intensidad energética del proceso se viera reducida.

Por otro lado, un cambio en la estructura de producción de un país, por ejemplo: aumenta el sector servicios y se “exporta” la actividad industrial para ser realizada en el exterior, puede mejorar la intensidad energética del país al quedarse con la actividad que da mayor valor añadido y reducir el consumo energético. Pero la realidad es que a nivel global no se ha hecho nada para ser más eficiente en el consumo de energía.

1.2.5 Eficiencia de emisión de CO_2 .

El cambio climático se debe al incremento desproporcionado de la concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera. Entre los principales responsables de estas emisiones se encuentran el sector energético y el sector del transporte.

Cerca del 60% del efecto de calentamiento de la atmósfera es atribuido al dióxido de carbono (CO_2), mientras que el metano (CH_4) contribuye con cerca del 15% y el óxido nitroso (N_2O) un 5%. Mientras que otros gases como el ozono troposférico y los halocarbonos, entre

otros, contribuyen con el 20% restante. Otros agentes como los aerosoles, cuyo origen proviene principalmente del SO_2 de la combustión de biomasa y el carbón, se les atribuye un efecto negativo, aunque limitado al corto lapso de tiempo que permanecen en la atmósfera.

Al analizar los gases atmosféricos, incluidos los gases de efecto invernadero, es importante identificar las fuentes, sumideros y el ciclo de vida de cada uno de ellos. Los gases de efecto invernadero tienen diferentes vidas medias de permanencia en la atmósfera que denota el periodo promedio desde que una molécula es emitida hasta que es captada en un sumidero o destruida por reacciones químicas en la atmósfera o por la acción de la luz solar. Algunos tienen una permanencia extremadamente larga, como el perfluorometano (CF_4) que continúa presente en la atmósfera unos 50.000 años, mientras que otros como el ozono (O_3) tienen un tiempo de residencia muy breve, variando de días, semanas a meses. Como resultado, los gases más resistentes se encuentran bien mezclados en la atmósfera mientras que los de menos permanencia se encuentran concentrados de forma heterogénea y su contribución al calentamiento global es mucho más compleja.

Para disminuir el cuarto factor de la Ec.1.1, en relación con el sector energético, se pueden tomar una serie de medidas como las siguientes:

- Cambio de combustible a otros con menor contenido de carbono por unidad de energía (el carbón por el gas natural), utilizando además centrales de alto rendimiento como las de cogeneración.
- Generación de electricidad mediante energías renovables.
- Aplicación de medidas de ahorro y eficiencia energética que reduzcan la intensidad energética del producto.
- Fomento de los biocarburantes, los cuales se considera que tienen efecto nulo sobre la concentración de CO_2 en la atmósfera.
- Aplicación de mecanismos de captura de CO_2 .

1.3 Energía primaria y energía final.

La energía no es un concepto fácil de asimilar ya que realmente la energía sólo se percibe en la medida en que realiza trabajo. Podríamos definir energía como la capacidad de producir trabajo. Pero, ¿qué pasa con la energía una vez que se ha producido el trabajo? De acuerdo con el Primer Principio de la Termodinámica, la energía ni se crea ni se destruye, sólo se transforma. Por tanto, cuando se produce un trabajo, la energía se degrada,

convirtiéndose en algo incapaz de realizar trabajo. La energía se puede presentar de diversas formas: energía mecánica, térmica, química, nuclear, electromagnética,

Cuando se habla de fuentes de energía, se distingue entre energía primaria, energía secundaria y energía final. La diferencia radican en que la energía final es aquella que se utiliza directamente como trabajo o calor, mientras que la energía primaria es la obtenida directamente de la naturaleza, contenida en las materias primas energéticas y que necesita ser transformada en energía secundaria o intermedia antes de su consumo final. La energía secundaria es energía mecánica, eléctrica o térmica.

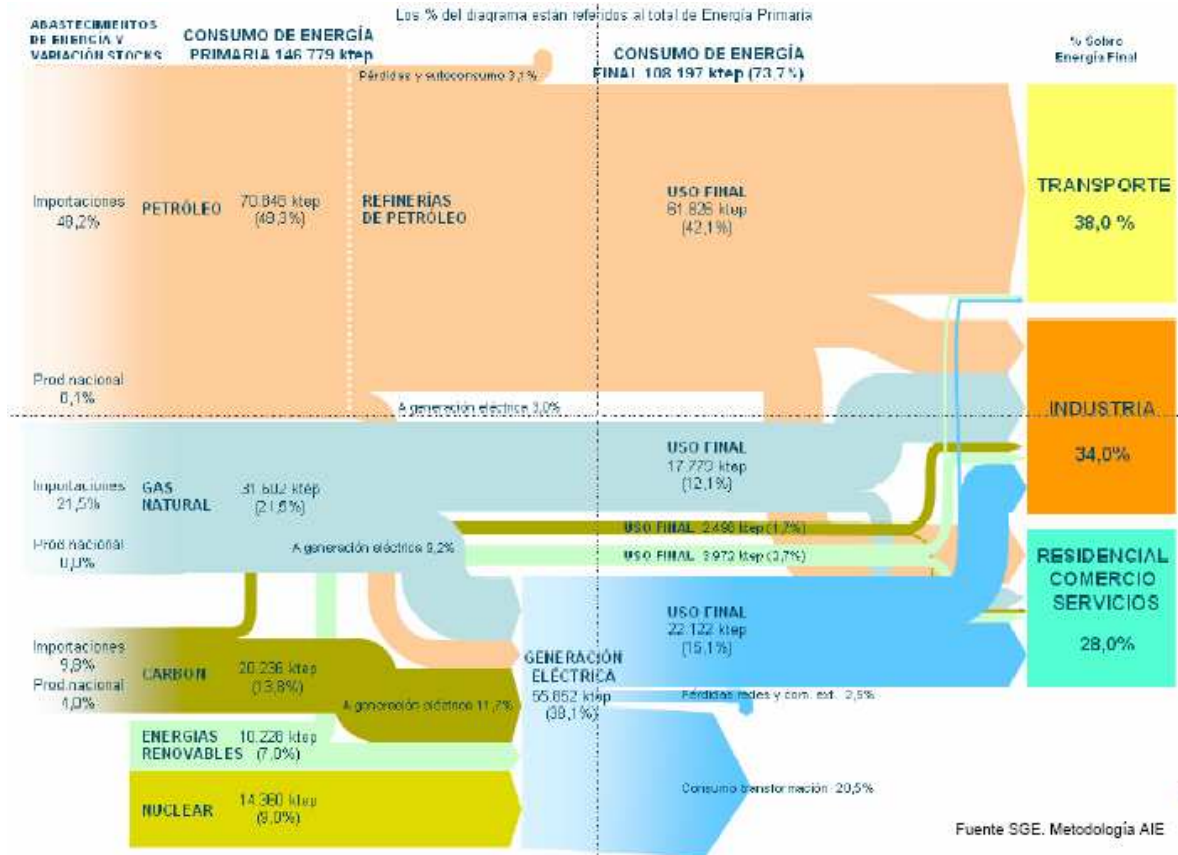
Así, el carbón o el gas natural, fuentes de energía primaria, pueden quemarse directamente en procesos industriales, en un sistema de calefacción o pueden utilizarse para producir electricidad. El carbón y el gas natural son fuentes de energía primaria, la electricidad es energía secundaria y el calor producido por una calefacción eléctrica sería energía final. El carbón y el gas utilizado directamente en calefacción también serían energías secundarias.

Las energías primarias son los combustibles fósiles (el petróleo, el carbón, el gas natural), la energía nuclear, la energía geotérmica y las energías renovables (hidráulica, eólica, biomasa, solar y la marina).

Las energías secundarias son igualmente los combustibles fósiles y las energías renovables, pero la energía secundaria por excelencia es la energía eléctrica, que puede ser producida a partir de cualquiera de las anteriormente expuestas.

Tal como se vio, los primeros tipos de energía que utilizó la humanidad fueron las energías renovables: biomasa, viento y agua. Sin embargo, desde hace dos siglos, los combustibles fósiles son los verdaderos protagonistas del consumo energético mundial. Sin embargo, en los últimos treinta años se ha producido una toma de conciencia de la gran dependencia energética de un recurso finito, concentrado geográficamente en unos pocos países, que además degrada el medio ambiente y que está sujeto a grandes fluctuaciones en el precio. Por todo ello, la mayor parte de las medidas tomadas en relación con la energía van encaminadas a frenar el consumo, aumentando la eficiencia y la diversificación y apostando por las energías renovables.

Figura 1-2. Diagrama Sankey de la energía en España en 2007.



A escala mundial se prevé un continuado aumento de la demanda de energía durante los próximos veinte años, aunque a un ritmo anual más lento, impulsada dicha demanda por el crecimiento económico y demográfico de los países emergentes.

Es probable que la demanda mundial de energía aumente un 40% en 2030 a una media de un 1,6% al año, en casi todos los países que no son miembros de la OCDE. Se espera que el consumo en los países de la OCDE aumente sólo un 4% durante este período. Esto siempre que la crisis económica no traiga más sorpresas a la baja.

Según las previsiones del informe de BP, la energía mundial continuará liderada por los combustibles fósiles, que se prevé que representarán el 81% de la demanda energética global en 2030, bajando alrededor de un 6% respecto al nivel actual. Durante este período también debería verse una mayor sustitución de fuentes de energía primaria con mayor presencia del gas y de las energías renovables a expensas del carbón y del petróleo.

1.4 Energía y medio ambiente.

La conciencia social medioambiental se ha convertido, y cada vez irá en aumento, en uno de los criterios básicos para definir la disponibilidad y el precio de las distintas fuentes de energía, casi con el mismo peso que la propia abundancia de la oferta posible de cada recurso energético.

Esto influye en los criterios de asignación de prioridades en la utilización de fuentes y tecnologías, incidiendo en conceptos tales como la independencia energética y la diversificación. Por ello, en la gestión del abastecimiento energético constituye una prioridad conciliar las tensiones entre el crecimiento económico, las exigencias medioambientales y la seguridad del suministro.

Del conjunto de cuestiones medioambientales que afectan a la producción y el consumo de energía destacan:

- La polución atmosférica.
- La gestión de los residuos
- Y la planificación territorial, en especial por lo que afecta al emplazamiento de las grandes instalaciones de generación.

El sector energético se encuentra muy involucrado con los principales problemas medioambientales de efecto global que afectan a nuestro planeta. La contribución del sector energético a los mismos se debe en buena parte a la emisión de contaminantes producidos en los procesos de producción y utilización de energía, destacando la emisión de contaminantes gaseosos producidos, principalmente, en la combustión de combustibles fósiles.

En la Tabla 1-4 se relacionan algunos de los impactos ambientales producidos a lo largo del ciclo energético. La producción de contaminantes atmosféricos por el sector de la energía no resulta muy superior a los producidos por otros sectores. En concreto, genera menos NO_x y CO₂ que el transporte.

Tabla 1-4. Impactos ambientales producidos a lo largo del ciclo energético.

Oferta		Demanda		
Extracción de energía primaria	Transporte de energía primaria	Transformación de la energía	Transporte y distribución	Consumo
Metano producido en la extracción de carbón, gas natural y petróleo.	Fugas de metano e gasoductos	Emisión de gases de efecto invernadero.	Fugas de metano de gasoductos de transporte y distribución	Emisiones de gases de efecto invernadero por consumos de combustibles

Oferta			Demanda	
Extracción de energía primaria	Transporte de energía primaria	Transformación de la energía	Transporte y distribución	Consumo
				fósiles.
Residuos sólidos por labores de minería.	Vertidos de hidrocarburos	Vertido de hidrocarburos en refineries de petróleo.	Fugas y vertidos de carburante líquidos.	
Contaminación de aguas subterráneas por labores de minería.	Emisión de gases de efecto invernadero por autoconsumos.	Residuos sólidos radiactivos en la producción de energía eléctrica de origen nuclear.	Emisiones de gases de efecto invernadero por autoconsumo en transporte y distribución.	
Producción de radón en la extracción de uranio.		Impactos visuales y acústicos de energías renovables.		
Vertido de hidrocarburos líquidos.				
Contaminación atmosférica por antorchas de venteo				
Fuente: <i>European Environment Agency</i>				

La principal característica de este tipo de contaminación es la globalización de los problemas que genera. Al ser dispersados, los compuestos en la atmósfera y arrastrados por corrientes de aire, la contaminación se desplaza a zonas alejadas de los focos emisores, afectando a áreas distantes.

La contaminación producida por el sector energético se manifiesta desde la etapa de extracción de las fuentes de energía hasta su consumo final, generando en cada fase contaminantes de distinto tipo.

La lluvia ácida, la contaminación del aire urbano, el efecto invernadero, la desertización, ..., son fenómenos producidos por distintos contaminantes que, no obstante, se relacionan entre sí y, en muchos casos, con el uso de la energía. Seguidamente se describen brevemente los principales impactos medioambientales.

1.4.1 Acidificación.

El fenómeno de la acidificación se debe fundamentalmente a las emisiones de SO₂ y NO_x de las centrales térmicas que utilizan combustibles fósiles, del transporte, de la industria

y de las calefacciones domésticas. También el amoníaco producido por el uso excesivo de estiércol y abonos contribuye a este tipo de contaminación.

En la atmósfera, el SO_2 y los NO_x se hidratan. Una vez disueltos en el agua de lluvia, producen, al caer, el fenómeno conocido como “lluvia ácida”.

En las zonas con escasas precipitaciones, se produce la denominada “deposición seca”, que consiste en la deposición de dichos óxidos sobre los suelos y bosques.

El depósito de contaminantes ácidos sobre la vegetación, las aguas de superficie y los suelos suponen una reducción de la alcalinidad de los lagos y ríos, lo cual tiene graves consecuencias para la vida vegetal y animal. Por lo que respecta a los bosques, estos contaminantes afectan al metabolismo y fotosíntesis. Los vegetales se vuelven más vulnerables a las sequías, las enfermedades y los insectos nocivos. En casos de alta concentración de dichos contaminantes, aparecen síntomas de defoliación o decoloración.

La acidificación también tiene efectos nocivos sobre la salud humana, pudiendo afectar a la respiración, y ser causa de una corrosión acelerada de monumentos históricos y edificaciones en general.

Para reducir las emisiones de SO_2 se puede disminuir el contenido de azufre de los combustibles y carburantes, proceder a la desulfuración durante la combustión o bien desulfurar los gases producto de dicha combustión. Esta última opción resulta muy efectiva en la reducción de estas emisiones.

Las emisiones de NO_x pueden reducirse mediante la instalación de quemadores de bajo NO_x en las instalaciones de combustión.

El fomento del transporte público, la sustitución de gasóleo por gas natural, la aplicación de medidas de ahorro y el incremento de la cuota de energías renovables en el mix energético también contribuyen a evitar la acidificación.

A fin de limitar estas y otras emisiones, los estados han ido elaborando normativas y leyes. En este sentido se pueden citar, a nivel de la Unión Europea, la Directiva 2001/81/CE sobre techos nacionales de emisión de determinados contaminantes atmosféricos, la Directiva 2001/80/CE sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión y el programa Auto Oil, entre otros. A nivel nacional, se puede mencionar el R.D. 646/1991, por el que se establecen normas de limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión y se fijan las condiciones para el control

de límites de SO₂ en la actividad de refino de petróleo, y el R.D. 287/2001, por el que se reduce el contenido de azufre de determinados combustibles líquidos, entre otras medidas legislativas.

1.4.2 Eutrofización.

La eutrofización está provocada por una sobrecarga de nutrientes en las aguas, fundamentalmente nitrógeno y fósforo. Produce una proliferación de algas y otras plantas acuáticas en los ríos, embalses, mares, etc., las cuales, al descomponerse, consumen gran parte del oxígeno disuelto en el agua, lo que provoca modificaciones en la flora acuática, que los animales que habita en el fondo mueran y los peces perezcan o abandonen la zona acidificada. De este modo, el agua, los mariscos y los peces pueden quedar no aptos para el consumo humano.

La eutrofización está causada fundamentalmente por los vertidos industriales ricos en fosfatos y nitratos, los vertidos urbanos (desechos orgánicos y detergentes) y el uso excesivo de fertilizantes. Además, en el caso del nitrógeno influye también la contaminación atmosférica, producto de la combustión.

Las medidas empleadas para combatir este fenómeno se refieren a la reducción de las emisiones líquidas y gaseosas de las actividades humanas. Por lo que respecta a los procesos industriales, se debe reducir las emisiones de óxidos de nitrógeno y amoníaco. Los procesos de tratamiento de aguas residuales en las depuradoras son muy importantes para reducir este tipo de contaminación. Además, la instalación de quemadores de bajo NO_x en las instalaciones de combustión también favorece el objetivo de disminuir la eutrofización. Por último, es conveniente hacer un uso adecuado de fertilizantes en la agricultura.

Entre las iniciativas legislativas orientadas a luchar contra este problema destacan: las Directivas 2001/81/CE y 2001/80/CE anteriormente mencionadas; el ya referido R.D. 646/1991; y el R.D. 1.073/2002, sobre evaluación y gestión de la calidad del aire ambiente en relación con el dióxido de azufre, dióxido de nitrógeno, óxidos de nitrógeno, partículas, plomo, benceno y monóxido de carbono en el aire ambiente.

1.4.3 Ozono troposférico.

Aunque el ozono está presente en la troposfera de forma natural, el ozono troposférico puede convertirse en un problema cuando se incrementa su concentración de forma artificial debido a la contaminación.

El ozono troposférico se forma en la atmósfera cuando reaccionan los óxidos de nitrógeno y los compuestos orgánicos volátiles (COV) en presencia de luz solar.

Este compuesto afecta a la salud humana, principalmente a la respiración y puede tener efectos negativos sobre la vegetación, disminuyendo la actividad fotosintética.

Las medidas contra este fenómeno pasan por la reducción de emisiones de los contaminantes antes mencionados. Entre ellas se pueden mencionar el fomento del transporte público, la utilización de quemadores de bajo NO_x en las instalaciones de combustión y la reducción de emisiones de COVs y óxidos de nitrógeno de los procesos industriales.

Algunas iniciativas legislativas para luchar contra este fenómeno son el Protocolo de Aplicación de la Convención sobre la Contaminación Atmosférica Transfronteriza de Larga Distancia para combatir la acidificación, la autrofitización y la contaminación por ozono; la Directiva 94/63/CE sobre el control de las emisiones de compuestos orgánicos volátiles resultantes del almacenamiento y distribución de la gasolina desde las terminales a las estaciones de servicio; la Directiva 2001/81/CE sobre techos nacionales de emisión de determinados contaminantes atmosféricos; la Directiva 2001/80/CE sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión.

1.4.4 Cambio climático.

Se ha observado un aumento de la temperatura terrestre en las últimas décadas. Este fenómeno se ha vislumbrado como causa de alteraciones climatológicas, lo que ha llevado a hablar de cambio climático global. Como consecuencia de ello se ha producido una reacción gubernamental a nivel mundial para su prevención y corrección.

Aunque existe un acuerdo común que reconoce la existencia de estas alteraciones, sin embargo, se desconoce el grado de incidencia que tendrá en el clima terrestre, la modificación que supondrá en los patrones climatológicos y en qué medida influirá en el cambio del clima a escala regional.

El cambio climático se achaca, en parte, al aumento en la atmósfera de la concentración de determinados gases de manera desproporcionada, como consecuencia fundamental del desarrollo de las distintas actividades humanas. Estos gases, denominados gases de efecto invernadero, permiten el paso de la radiación de onda corta proveniente del sol y retienen la radiación infrarroja emitida por la tierra, de manera que actúan como un invernadero y mantienen en torno a los 15 °C la temperatura en la superficie del planeta. El incremento masivo de la concentración de los gases de efecto invernadero altera el balance energético entre la radiación procedente del Sol y la emitida por la Tierra, reteniendo más energía, lo que provoca el aumento de la temperatura superficial de la tierra y de las capas bajas de la atmósfera.

Los gases de efecto invernadero más importantes que resultan de la actividad humana y a los que se les atribuye la responsabilidad del cambio climático son:

- Dióxido de carbono (CO₂).
- Metano (CH₄).
- Óxido nitroso (N₂O).
- Carburos hidrofluorados (HFC's).
- Carburos perfluorados (PFC's).
- Hexafluoruro de azufre.

Los parámetros a considerar en la evaluación de la contribución de estos gases al efecto invernadero (GEI) son dos: la capacidad de absorción de radiación y la vida media de permanencia en la atmósfera. Si se analiza la contribución relativa para un período de 100 años, el CO₂ se muestra como el máximo responsable del calentamiento global, con una contribución del 61 %, bastante superior a la que presentan el resto de los gases, con contribuciones que oscilan entre el 15 % y el 0,5 %.

Aunque la mayor parte de los GEI son producidos en procesos naturales (erupciones volcánicas, respiración, descomposición de materia orgánica, ...), en opinión de algunos miembros de la comunidad científica internacional, es el desarrollo de la actividad humana la que parece haber contribuido al incremento desmesurado de sus emisiones.

Como se ha dicho el dióxido de carbono (CO₂) es la fuente principal de emisiones de gases de efecto invernadero de origen humano. Se debe predominantemente a la quema de combustibles de origen fósil, aproximadamente en un 70% y a la deforestación. Las emisiones producidas por combustibles son relativamente fáciles de vigilar y medir, mientras que la

capacidad de los bosques y otros sumideros para absorber y almacenar el CO_2 es bastante complejo desde el punto de vista metodológico. Según los datos paleoatmosféricos del aire atrapado en las capas de hielo, la concentración actual no tiene precedentes en varios cientos de miles de años.

El metano (CH_4) es la segunda fuente de emisiones de gases de efecto invernadero. Se trata de un gas que procede principalmente de fuentes naturales como la descomposición de materia orgánica en condiciones anaeróbicas. Las fuentes humanas ofrecen grandes incertidumbres o son difíciles de evaluar como los cultivos de arroz, vertederos, ganadería de rumiantes y las actividades relacionadas con el gas natural.

El óxido nitroso (N_2O) se trata de un gas que resulta principalmente de la utilización de abonos a base de nitrógeno, estando también asociado a la combustión de biomasa, actividades industriales y ganadería. Son aún considerables las incertidumbres de las fuentes individuales y es difícil de hacer un seguimiento.

Los halocarbonos y los compuestos relacionados constituyen una extensa familia de gases entre los que se incluyen los clorofluorocarbonos (CFC) que son a la vez gases de efecto invernadero y destructores de la capa de ozono y, por tanto, están regulados por el Protocolo de Montreal. Tradicionalmente se han estado usando ampliamente en aerosoles y como refrigerantes. Algunos de los sustitutos de los CFC como los hidroclo-ro-fluorocarbonos (HCFC) y los hidrofluorocarbonos (HFC) que son inertes al ozono estratosférico, sin embargo, son gases de efecto invernadero muy persistentes con efecto radiactivo. Como las concentraciones y las emisiones actuales son muy escasas, su contribución al forzamiento radiactivo es relativamente modesta, pero sus efectos permanecen durante milenios condicionando el clima en el futuro.

Los perfluorocarbonos (PFC) y el hexafluoruro de azufre (SF_6) tienen procedencias naturales, pero la principal fuente es de origen humano (superando a las emisiones naturales en factor de mil a uno). El perfluorometano CF_4 , con una vida de permanencia en la atmósfera de 50.000 años, es un gas característico durante el proceso de producción de aluminio, mientras que el hexafluoruro de azufre (SF_6) se utiliza como aislante eléctrico y agente conductor del calor y congelante. Son compuestos con una vida media en la atmósfera extremadamente larga, de unos cuantos miles de años, y de gran potencial radiactivo (se considera que el SF_6 equivale a 22.200 de CO_2) Por tanto, aunque las emisiones de estos

compuestos son relativamente bajas tienen una gran capacidad de influir en el clima en un futuro muy lejano.

El ozono (O_3) se encuentra presente en la estratosfera, formando la capa de ozono que filtra la radiación ultravioleta. También se encuentra en la troposfera, siendo un compuesto muy contaminante por su gran capacidad de oxidación, corrosivo e irritante, lo que incide negativamente en la salud humana, por lo que suele estar estrechamente vigilado. Las concentraciones del ozono troposférico responden rápidamente a los cambios de emisiones contaminantes, presentando una estacionalidad; la época típica de máximos en el hemisferio norte es en primavera-verano cuando aumenta la radiación solar y el tráfico rodado de las ciudades. En general, el ozono no se emite directamente, sino que se trata de un agente secundario formado por reacciones químicas de otros contaminantes como óxidos de nitrógeno y compuestos orgánicos expuestos a la luz solar intensa. Sin embargo, el ozono se convierte en el tercer gas de efecto invernadero en importancia después del CO_2 y el CH_4 .

En cuanto al ozono estratosférico, la disminución de la capa de ozono, aunque de forma heterogénea a lo largo del globo, ha contribuido a un forzamiento negativo. En cierta medida, la alta concentración de CO_2 en el hemisferio norte se ha visto compensada con la también mayor concentración de CFC, con la consiguiente disminución de la capa de ozono en este hemisferio. A medida que la capa de ozono se recupere por efecto del Protocolo de Montreal, se proyecta un forzamiento positivo en los próximos decenios.

Gases como el monóxido de carbono (CO), los compuestos reactivos de nitrógeno NO y NO_2 (que se suele denotar como NO_x), y los compuestos orgánicos volátiles (COV) que aunque no actúan directamente como gases de efecto invernadero, sí contribuyen en la abundancia de ozono o aumentan los periodos de vida de otros gases de efecto invernadero como el metano. Aunque es muy difícil de cuantificar su contribución, al ser agentes muy contaminantes sus emisiones suelen estar estrictamente reguladas.

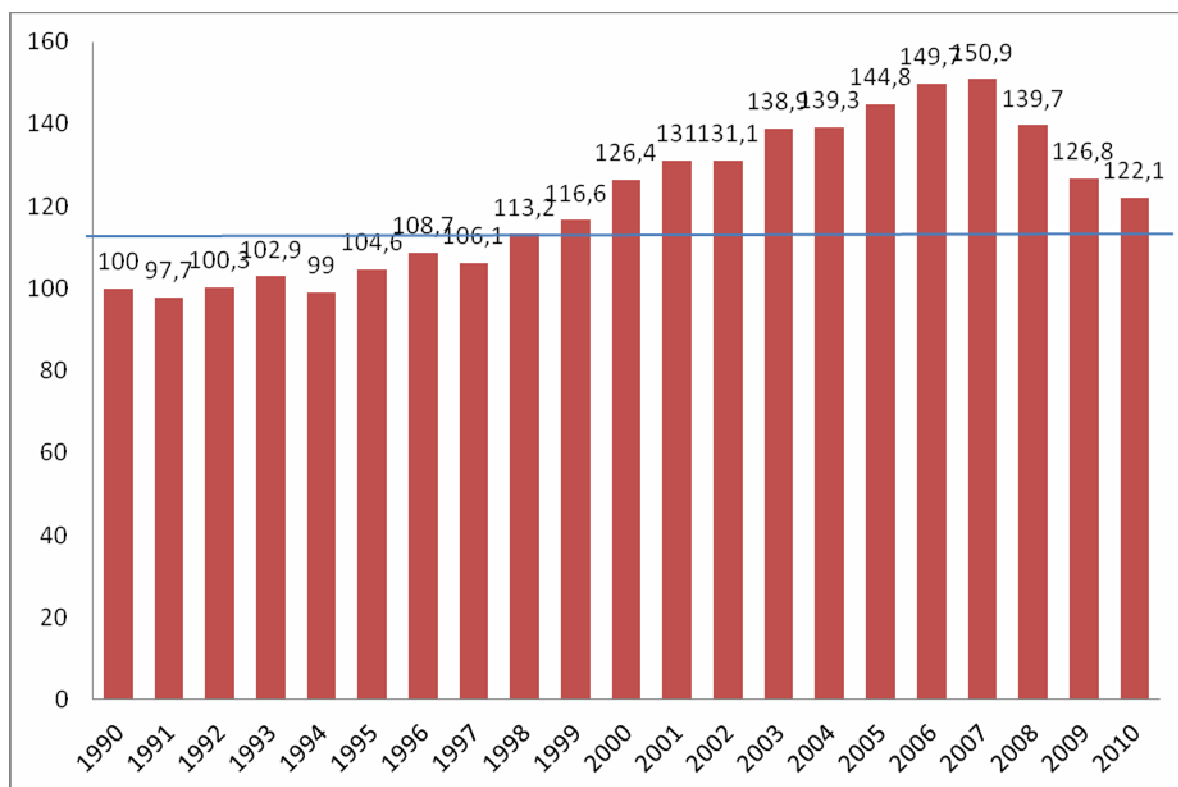
El sector energético, como clara señal del desarrollo económico, es uno de los principales responsables de la emisión de GEI, fundamentalmente como consecuencia de procesos de combustión de carbón y petróleo. También el sector del transporte tiene una influencia significativa.

Si se agrupan las emisiones de estos gases en la UE del año 2000 de las actividades relacionadas con la producción y distribución de energía en sus diversas formas, éstas representan el 58 % de las emisiones de GEI. Si se añade el transporte, este grupo supondría

el 79 % de las emisiones de acuerdo con los datos de la Agencia Europea del Medio Ambiente.

La Figura 1-3 muestra la evolución de las emisiones de GEI en España. En ella se puede observar cómo ha aumentado la emisión durante el período de 1990 a 2007. En el año 2007 se había superado en un 51 % la cantidad emitida en 1990. En el período 2007-2010 se observa una disminución continua de las emisiones equivalentes. Así, el índice de referencia para el Protocolo de Kioto se sitúa en 122,1 %, tomando como referencia los 289,8 millones de toneladas del año base. Respecto al objetivo del 115 %, supone haber avanzado. En esta disminución tiene una influencia decisiva la crisis económica, por un lado, y de otro el cambio es la estructura generación eléctrica, donde se producen un descenso muy significativo en la participación de los combustibles fósiles y un aumento de las energías renovables.

Figura 1-3. Evolución de la emisión de gases de efecto invernadero en España (1990-2010).



Fuente: *Elaboración propia.*

Para el estudio de las consecuencias que traerá consigo el aumento de la temperatura superficial de la tierra se utilizan complejos modelos de cálculo que intentan anular los cambios climáticos futuros.

Los análisis sobre este tema llevados a cabo por el IPCC (Panel Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático), constituido por más de 2.500 científicos y publicado en noviembre de 2002, muestran un calentamiento entre 1,4-5,8 °C para el período 1990-2100, considerando el ritmo actual del crecimiento de emisiones, así como el enfriamiento de las capas altas de la atmósfera, donde reside el ozono que filtra en 99 % de la radiación ultravioleta, y el aumento de las precipitaciones globales. Igualmente consideran un aumento del nivel del mar entre 0,09-0,88 m debido al deshielo de los casquetes polares y prevén importantes cambios climáticos que afectarán a los ecosistemas y, por tanto, al desarrollo económico y social en todo el planeta.

El informe ACACIA, estudio desarrollado por la UE para evaluar los efectos del cambio climático en los países miembros, indica un aumento de las temperaturas en Europa entre 0,1-0,4 °C en cada decenio. Según el informe, este efecto será mayor en los países mediterráneos. Además, se señalan como consecuencias adicionales la desaparición de los inviernos clasificados como fríos, el incremento en número e intensidad de olas de calor y un mayor riesgo de inundaciones y sequías.

El Colegio Oficial de Físicos, en el informe “Cambio Climático, hacia un nuevo modelo energético”, presenta a España como uno de los países que, por su irregularidad hídrica, tendencia a la aridez y extenso litoral, sufrirán más intensamente el cambio climático.

Como respuesta global a este problema surge el Protocolo de Kyoto en 1997. Éste es un acuerdo al que se llega en el marco de la III Conferencia de las Partes de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Mediante este Protocolo, las Partes Contratantes se comprometieron a reducir sus emisiones de GEI, expresadas en dióxido de carbono, al menos un 5 % en el período 2008-2012, respecto a los niveles de 1990.

La Comunidad Europea y sus Estados Miembros ratificaron el Protocolo mediante la Decisión 2002/358/CE del Consejo, obligándose a reducir conjuntamente sus emisiones de gases de efecto invernadero un 8 % en el período objetivo, respecto a los niveles del año base.

El compromiso de variación porcentual de emisiones acordado respecto a los valores iniciales de referencia de cada país tiene implicaciones muy diferentes en cada Estado Miembro, variando desde incrementos máximos permitidos para el período 2008-2012 (ej. +27% en Portugal ó +15 % en España) hasta descensos mínimos obligados (-28 % para Luxemburgo o -21 % para Alemania y Dinamarca).

El estado de acuerdo alcanzado en el Protocolo de Kioto sufrió una de sus mayores crisis durante el año 2001, con la retirada de Estados Unidos, país que contabiliza el mayor índice de emisiones.

Algunas medidas en relación con el sector energético para combatir este problema ambiental son el incremento de la utilización de centrales de ciclo combinado, en sustitución de otras centrales convencionales que queman combustibles fósiles, el fomento de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables, la promoción de la cogeneración, la aplicación de medidas de ahorro y eficiencia energética, el fomento de los biocarburantes y la aplicación de mecanismos de captura de CO₂, entre otras.

A nivel europeo existen numerosas iniciativas de lucha contra el cambio climático de origen antropogénico, entre las que destaca el Programa Europeo del Cambio Climático (PECC) que pretende definir la estrategia europea sobre este tema en varios sectores, entre los que se encuentra el sector energético.

La Directiva 2004/101/CE establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de GEI en la Comunidad y por la que se modifica la Directiva 96/61/CE del Consejo. Esta Directiva desarrolla uno de los tres mecanismos de flexibilidad recogidos en el Protocolo de Kioto para alcanzar los objetivos de emisiones: el comercio de emisiones. Este mecanismo es una herramienta orientada a que los titulares de las instalaciones puedan reducir sus emisiones de forma económicamente eficiente.

Además de comercio de derechos de emisión, el Protocolo de Kioto permite la utilización de dos mecanismos basados en proyectos: Implementación Conjunto (“Joint Implementation”) y Mecanismo para un Desarrollo Limpio (“Clean Development Mechanism”), los cuales están orientados a:

- Facilitar el cumplimiento de los objetivos de reducción/limitación de emisiones de GEI para los países desarrollados y en transición a una economía de mercado.
- Promover el desarrollo sostenible, así como la transferencia de tecnologías respetuosas con el medio ambiente a los países en desarrollo.

Adicionalmente, entre las iniciativas comunitarias orientadas a la lucha contra el cambio climático destaca el impulso al uso de energías renovables a través de la Directiva 2001/77/CE. Esta Directiva fija un objetivo indicativo global en cuanto al porcentaje de electricidad de origen renovable en la Unión Europea respecto al consumo bruto de electricidad del 22,1 % para 2010.

En España, las propuestas para la lucha contra el cambio climático se realizan a través del Consejo Nacional del Clima, organismo creado por el R.D. 177/1998 (derogado posteriormente por el R.D. 1188/2001), que se encuentra adscrito al Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino. El informe elaborado por este organismo, “Políticas y medidas de lucha frente al cambio climático: un primer avance”, establece una serie de medidas técnicas para combatir este problema ambiental en diferentes sectores económicos entre los que se encuentra el sector energético.

En la actualidad se trabaja en la elaboración de la Estrategia Española del Cambio Climático. Mediante dicha estrategia se determinarán las políticas y medidas que se deben aplicar a los distintos sectores de actividad, tanto en el ámbito público como en el privado, con objeto de tratar de cumplir el objetivo de limitación de emisiones de GEI correspondientes a España en virtud del Protocolo de Kioto.

Asimismo, se ha creado la Oficina Española de Cambio Climático, a través del R.D. 376/2001, que representa a España en las relaciones con otros organismos gubernamentales sobre temas relacionados con el cambio climático y asesora a distintas administraciones e instituciones sobre el tema.

Otras medidas a nivel nacional, ya específicas aplicables al sector energético son el Plan de Fomento de Energías Renovables 2000-2010 y el convenio de colaboración firmado por el IDAE con la CNE para el fomento del desarrollo sostenible en la planificación energética. Además, está la Estrategia de Eficiencia Energética en España.

Resumiendo, tanto a nivel mundial, europeo o nacional, se apuesta por medidas de ahorro y eficiencia energética, así como la utilización de energías menos contaminantes, como respuesta del sector energético al problema del cambio climático.

1.5 La electricidad.

La electricidad es una energía final procedente de la transformación de energías primarias. Una de sus características fundamentales es que es difícilmente (o resulta muy caro) almacenable. Debido a ello, la oferta y la demanda deben coincidir en todo momento. La curva de generación debe ser totalmente idéntica a la curva de demanda. Además esta curva de demanda presenta grandes variaciones tanto diaria, como semanal y estacional. Así las demandas de potencia entre el día y la noche pueden diferir hasta un 70 %. Los fines de semana y festivos, la demanda disminuye un 65 % en energía y un 40 % en potencia.

Estacionalmente, se observa que los mayores consumos se producen en los días más fríos del invierno y en los días más cálidos del verano, causadas por las calefacciones y por los aires acondicionados, respectivamente.

La demanda de electricidad tiene, actualmente, una alta exigencia de calidad y fiabilidad. Estos conceptos se evalúan a través del TIEPI, distorsión armónica, oscilaciones de la tensión y fenómenos transitorios.

En general, para la generación y para el transporte y distribución se requieren instalaciones fijas, que exigen grandes inversiones y costes de mantenimiento importantes. No obstante, existe una gran diversidad de tecnologías (nuclear, carbón, fuelóleo, gas natural, ciclos combinados, hidráulica, eólica, biomasa, fotovoltaica, ...), cada una de ellas con diferentes estructuras de costes.

Los sistemas de producción y transporte deben estar dimensionados para la máxima demanda. La potencia disponible debe cubrir, al menos, el 110 % de aquélla.

Capítulo 2:
Tecnologías de producción

2 Tecnologías de producción.

2.1 Centrales hidroeléctricas.

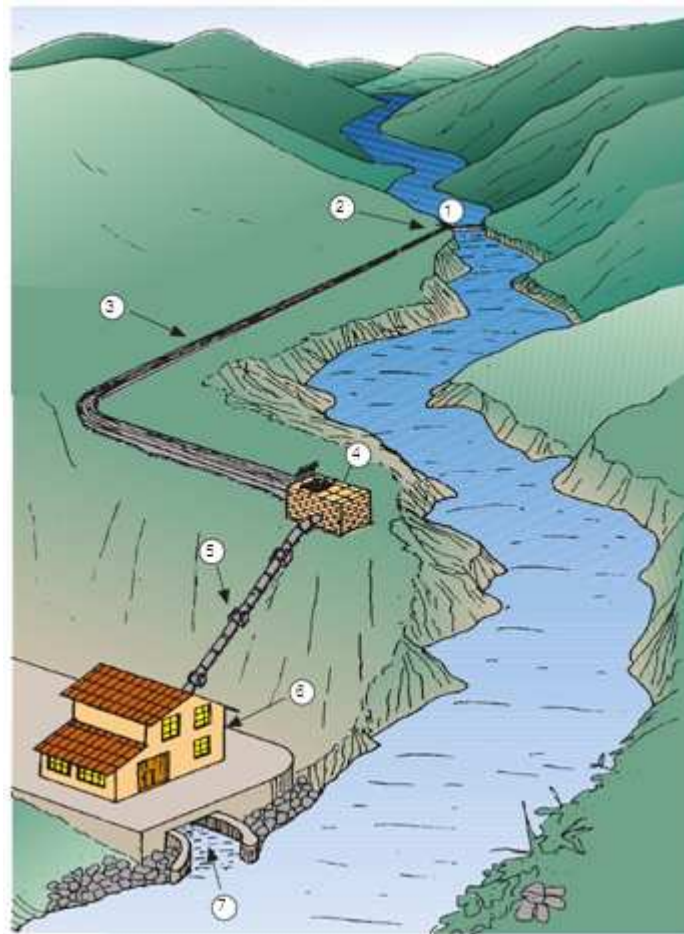
Las centrales hidroeléctricas aprovechan, mediante un desnivel, la energía potencial contenida en la masa de agua que transportan los ríos para convertirla en energía mecánica que accionará los álabes de una turbina y que, posteriormente, mediante un alternador acoplado mecánica y solidariamente a la turbina.

Básicamente existen dos tipos de centrales hidroeléctricas:

- **Centrales fluyentes.** Se tienen cuando el caudal del río asegura una aportación regular de agua. En estos casos, la energía potencial del agua puede ser aprovechada directamente sin necesidad de embalsarla previamente. Se deriva el agua mediante un pequeño embalse o azud y se conduce, por medio de un canal. Desde aquí, se dirige hacia una cámara de presión, de la que arranca una tubería forzada que conduce el agua hasta la sala de máquinas de la central. Posteriormente, el agua es restituida al río aguas abajo utilizando un canal de descarga.
- **Central de presa.** En este caso se construye, en un tramo del río que ofrece un desnivel apreciable, una presa de determinada altura. Se forma así un embalse o lago artificial. El nivel de agua se situará en un punto cercano al extremo superior de la presa. A media altura de la misma, para aprovechar el volumen de embalse existente a cota superior, se encuentra la toma de aguas. El agua se conduce hasta la sala de máquinas, situada a pie de presa. La energía liberada por el agua al caer por una conducción forzada del interior de la presa es transformada en energía eléctrica mediante grupos turbo-alternadores. A este tipo de central también se le llama de regulación.
- **Centrales de bombeo.** Éstas son un tipo especial de centrales hidroeléctricas que contribuyen a obtener un aprovechamiento más eficaz de los recursos energéticos. Estas centrales disponen de dos embalses situados a diferente altura. En las horas del día en las que se registra una mayor demanda de energía eléctrica (las llamadas “horas punta” de la demanda), la central de bombeo opera como una central hidroeléctrica convencional: el agua almacenada en el embalse superior, en su caída, hace girar el rodete de una turbina asociada a un alternador. Una vez realiza esta operación, el agua no es restituida de nuevo al río, como en las centrales hidroeléctricas convencionales, sino que se queda de nuevo

almacenada por la acción de la presa situada en el embalse inferior. Así, durante las horas del día en las que la demanda de electricidad se encuentra en los niveles más bajos (las “horas valle”), el agua almacenada en el embalse inferior puede ser bombeada al embalse superior para volver a realizar el ciclo productivo. Para ello, la central utiliza o grupos motobombas, o dispone de turbinas reversibles, de modo que éstas pueden actuar como bombas y los alternadores como motores.

Figura 2-1. Esquema de central fluyente.



Para comprender el papel que realizan las centrales de bombeo, conviene recordar que la demanda diaria de energía eléctrica no es constante, sino que sufre importantes variaciones según las horas del día. Las centrales termoeléctricas no pueden adaptarse a estos cambios bruscos de la demanda con la suficiente rapidez. Cuando la demanda diaria se sitúa en sus niveles más bajos, las centrales termoeléctricas, aun trabajando a su mínimo técnico, generan una cantidad de energía superior a la demanda en ese momento. Ese exceso de energía eléctrica, que no puede ser almacenada ni absorbida por el

mercado, es utilizada por las centrales de bombeo para elevar el agua desde el embalse inferior hasta el embalse superior. De esta forma, una vez recuperada el agua en el embalse superior, estas centrales podrán funcionar de nuevo como tales en el siguiente período de mayor demanda. Evidentemente, la reversibilidad consume energía, a causa de los rendimientos de turbinado y bombeo. Se estima que por cada kWh producido de forma hidráulica se consume hasta 1,5 kWh en el bombeo. La rentabilidad económica de estas centrales se basa en que el precio de la energía turbinada se cobra a tarifa punta, mientras que el precio de la energía utilizada para bombear se paga a tarifa baja.

Las centrales de bombeo permiten aprovechar una producción de energía eléctrica que, de otro modo, se despilfarraría, contribuyendo así a un mejor empleo de los recursos hidráulicos.

Existen dos tipos de centrales de bombeo: cuando la central necesita que se bombee previamente el agua desde el embalse inferior hasta el superior como condición indispensable para producir energía eléctrica, se dice que es una central de bombeo puro. En el caso de que la central pueda producir energía indistintamente con o sin bombeo previo, se denomina central de bombeo mixto.

Tabla 2-1. Principales centrales hidroeléctricas españolas.

Nombre de la central	Potencia (MW)	Río	Provincia	Observaciones
Aguayo	339	Torina	Cantabria	
Belesar	225	Miño	Lugo	
Puente Bidey	285,2	Bidey	Orense	Un grupo (71 MW) de bombeo puro
San Esteban	265,5	Sil	Orense	
Conso	228	Camba y Conso	Orense	Central de bombeo mixto
Aldeadávila I y II	1.139,2	Duero	Salamanca	Aldeadávila II (421 MW) de bombeo mixto
Saucelle I y II	525	Duero	Salamanca	
Ricobayo I y II	291,2	Esla	Zamora	
Vilarino	810	Tormes	Salamanca	
José María de Oriol	955,8	Tajo	Cáceres	
Cedillo	473	Tajo	Cáceres	
Valdecañas	225	Tajo	Cáceres	Central de bombeo mixto

Nombre de la central	Potencia (MW)	Río	Provincia	Observaciones
Mequinenza	324,2	Ebro	Zaragoza	
Ribarroja	262,8	Ebro	Tarragona	
Estany Gento-Sallente	451	Flamisell	Lérida	Central de bombeo puro
Cortes-La Muela	908,4	Júcar	Valencia	La Muela (628,4 MW) de bombeo puro
Tajo de la Encantada	360	Guadalhorce	Málaga	Central de bombeo puro
Fuente: UNESA				

2.2 Centrales termoeléctricas clásicas.

Las centrales termoeléctricas clásicas o convencionales producen energía eléctrica a partir de la combustión del carbón, fuelóleo o gas en una caldera diseñada a tal efecto.

Los calificativos “clásicas” o “convencionales” sirven para diferenciarlas de otros tipo de centrales termoeléctricas (nucleares, solares, geotérmicas, ...), las cuales, al igual que las clásicas, generan electricidad a partir de un ciclo termodinámico, pero mediante fuentes energéticas distintas de esos combustibles fósiles.

Independientemente de cuál sea el combustible que utilicen (fuelóleo, carbón o gas), el esquema de funcionamiento de todas las centrales termoeléctricas clásicas es prácticamente el mismo. Las únicas diferencias consisten en el distinto tratamiento previo que sufre el combustible antes de ser inyectado en la caldera y en el diseño de los quemadores de la misma, que varía según el tipo de combustible empleado.

Una central termoeléctrica posee, dentro del propio recinto de la planta, sistemas de almacenamiento de combustible (parque de carbón, depósitos de fuelóleo, etc.), para asegurar que se dispone permanentemente de una reserva adecuada de materia prima.

2.2.1 Centrales termoeléctricas de ciclo Rankine.

Si se trata de una central termoeléctrica de carbón, el mineral (antracita, hulla, lignito, ...) es, previamente, triturado en molinos pulverizadores hasta quedar convertido en polvo, a fin de facilitar su transporte a caldera y posterior combustión. De los molinos, el carbón pulverizado se envía a la caldera en conductos de aire precalentado.

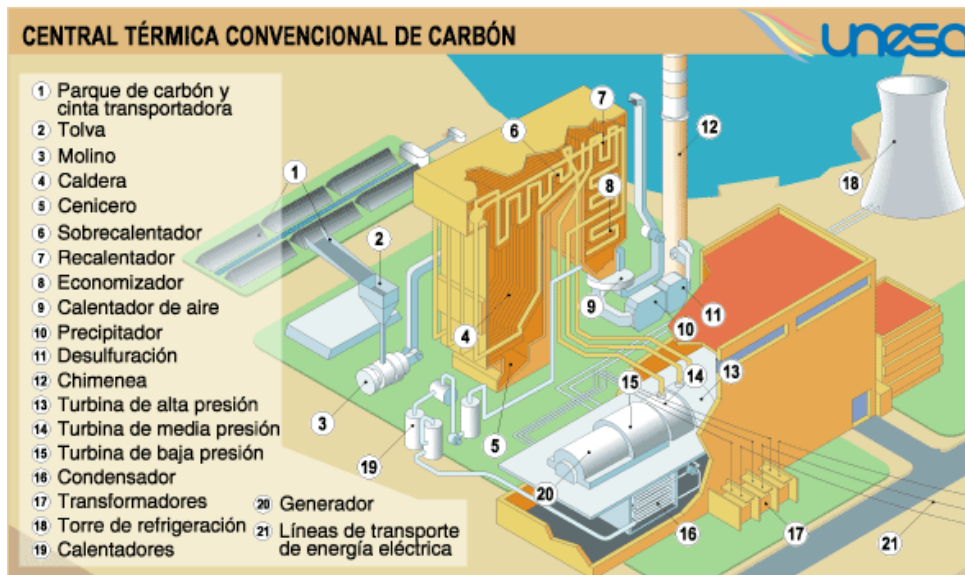
Si se trata de una central de fuelóleo, éste es precalentado para que fluidifique y, después, se inyecta en la caldera a través de quemadores adecuados.

Si se trata de una central de gas, éste puede pasar directamente desde el gasoducto, previa bajada de presión, a través de un gasómetro, hasta la caldera a través de quemadores específicos.

Hay calderas, cuyo diseño les permite quemar indistintamente varios combustibles simultáneamente. Reciben el nombre de centrales termoeléctricas mixtas o polivalentes. Dentro de estas tecnologías están las calderas de lecho fluido.

Una vez en la caldera, se queman los distintos combustibles, generando así energía térmica. Ésta se transfiere al agua, que pasa a fase vapor a elevada presión, y de esta forma entra en la turbina donde se expansiona, moviendo el alternador acoplada a la misma y generando electricidad.

Figura 2-2. Central térmica convencional de carbón.



Fuente: UNESA.

Tabla 2-2. Principales centrales termoeléctricas españolas.

Central	Provincia	Combustible	Potencia (MW)
Puentes García Rodríguez	La Coruña	Lignito pardo	1.400
Aboño	Asturias	Hulla y gases siderúrgicos	922
Anllares	León	Hulla y antracita	365,2
Compostilla	León	Hulla y antracita	1.312
Guardo	Palencia	Hulla y antracita	360,7
Lada	Asturias	Hulla	514
La Robla	León	Hulla	655
Narcea	Asturias	Hulla	586
Puente Nuevo	Córdoba	Hulla y antracita	323

Central	Provincia	Combustible	Potencia (MW)
Puertollano	Ciudad Real	Hulla	221
Soto Ribera	Asturias	Hulla	615
Puentes	Coruña	Lignito pardo	1.468
Meirama	Coruña	Lignito pardo	563
Algeciras	Cádiz	Varios	753
Soto de Ribera	Asturias	Hulla	671,6
Aceca	Toledo	Varios	627,1
La Robla	León	Hulla	620
Narcea	Asturias	Antracita	569
Meirama	La Coruña	Lignito pardo y hulla	550
Escatrón	Zaragoza	Hulla subbituminosa	80
Escucha	Teruel	Hulla subbituminosa	160
Teruel	Teruel	Lignito negro	1.102
Litoral	Almería	Carbón importación	1.159
Los Barrios	Cádiz	Hulla de importación	568
Foix	Barcelona	Varios	520
Alcudia II	Baleares	Hulla de importación	510
Lada	Asturias	Hulla	505
Guardo	Palencia	Hulla y antracita	498
Sabón	La Coruña	Fuelóleo	470
Besós	Barcelona	Varios	450
Jinamar	Las Palmas	Fuelóleo	415
Cristóbal Colón	Huelva	Varios	378
Anllares	León	Hulla y antracita	350
Badalona II	Barcelona	Fuelóleo	344
Candelaria	Sta. Cruz de Tenerife	Fuelóleo	332,2
Puente Nuevo	Córdoba	Hulla y antracita	312,8
Granadilla	Sta. Cruz de Tenerife	Fuelóleo	245,5
Barranco Tirajana	Las Palmas	Fuelóleo	235
Puertollano	Ciudad Real	Hulla	220
Pasajes	Guipúzcoa	Hulla de importación	214
San Juan de Dios	Baleares	Fuelóleo	195
Serchs	Barcelona	Hulla subbituminosa	160
Ibiza	Baleares	Fuelóleo	142,7
Cádiz	Cádiz	Fuelóleo	138
Málaga	Málaga	Fuelóleo	122
Almería	Almería	Fuelóleo	113,8
Punta Grande	Las Palmas	Fuelóleo	102
Mahón	Baleares	Fuelóleo	98,9
Las Salinas	Las Palmas	Fuelóleo	79,9
Son Molines	Baleares	Fuelóleo	78
Alcudia Gas	Baleares	Fuelóleo	75
Burceña	Vizcaya	Fuelóleo	66
Los Guinchos	Sta. Cruz de Tenerife	Fuelóleo	51,2

Central	Provincia	Combustible	Potencia (MW)
Melilla Diesel	Melilla	Fuelóleo	45,3
Guanarteme	Las Palmas	Fuelóleo	34,4
Ceuta Diesel	Ceuta	Fuelóleo	33,1
El Palmar	Sta. Cruz de Tenerife	Fuelóleo	13,5
Llanos Blancos	Sta. Cruz de Tenerife	Fuelóleo	7
Fuente: <i>UNESA</i> .			

2.2.2 Centrales termoeléctricas de ciclo Brayton (turbinas de gas).

Las centrales basadas en turbinas de gas suelen utilizar este tipo de combustible. El aire, previo paso por el compresor, pasa por el regenerador y se le añade el combustible en las cámaras de combustión donde éste último libera su energía contenida en el mismo. Posteriormente, se expande en la turbina, la cual arrastra simultáneamente al compresor y al alternador, donde se produce la energía eléctrica. Los humos de escape de la turbina, con un contenido energético importante, debido a su temperatura pasan por el regenerador (intercambiado de calor), para recuperar parte de esa energía térmica antes de ser enviados a la chimenea.

Este tipo de centrales se ha utilizado tradicionalmente en el sistema eléctrico español para cubrir puntas de demanda eléctrica. Sin embargo, actualmente están siendo desplazadas en esta función por las centrales térmicas de ciclo combinado.

2.2.3 Centrales termoeléctricas de ciclo combinado.

Un ciclo combinado es un sistema formado por dos ciclos: uno de gas (Brayton) y otro de vapor (Rankine). Su característica principal reside en que la energía térmica contenida en los humos de escape de la turbina de gas es aprovechada en una caldera de recuperación de calor para producir vapor que alimenta a la turbina de vapor.

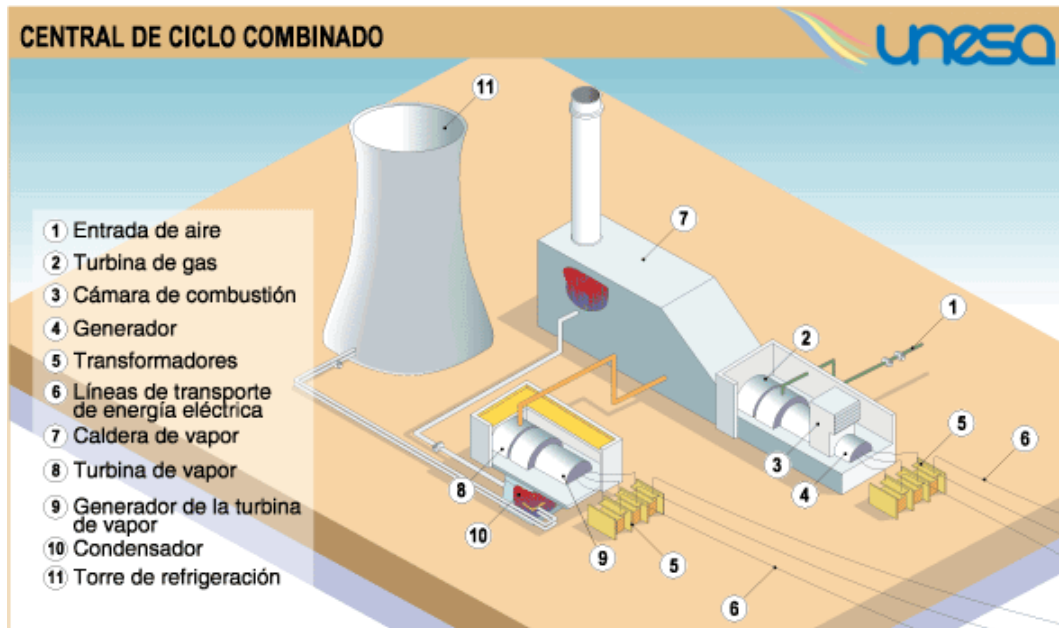
Las centrales de ciclo combinado utilizan gas natural como combustible, si bien pueden estar preparadas para quemar gasóleo como combustible auxiliar.

El gas natural se quema en la cámara de combustión con aire previamente comprimido en el compresor, con objeto de conseguir que los humos procedentes de la combustión tengan una alta temperatura y presión y puedan expandirse en la turbina de gas. De esta manera se obtiene energía mecánica en el eje, que puede utilizarse para mover el compresor y un generador eléctrico, produciéndose así energía eléctrica. Sin embargo, no toda la energía contenida en los gases de combustión se transfiere en energía mecánica en la turbina de gas,

una parte permanece en dichos gases y es aprovechada en una caldera de recuperación de calor para producir vapor. Este vapor se expande en una turbina de vapor, que al igual que la turbina de gas, mueve un generador eléctrico, generando energía eléctrica adicional.

El vapor, una vez expandido en la turbina, sigue un camino análogo al de las centrales más convencionales, pasando por el condensador, la bomba y diversos cambiadores de calor hasta llegar nuevamente a la caldera de recuperación de calor.

Figura 2-3. Central de ciclo combinado.



Fuente: UNESA.

Existen diversas configuraciones del ciclo de recuperación de calor. Suelen tener dos o tres niveles de presión, recalentamiento intermedio y extracciones. Puede considerarse que, aproximadamente $2/3$ de la energía eléctrica es generada por la turbina de gas y $1/3$ por la turbina de vapor.

El rendimiento de un ciclo combinado se encuentra entre el 55-60% cuando se utilizan turbinas de gas avanzadas con altas temperaturas de combustión.

Para conseguir optimizar el rendimiento hay que llegar a un compromiso entre el rendimiento del ciclo de gas y el de vapor.

Por un lado, el hecho de que la temperatura de los gases de escape de la turbina de gas sea alta supone una disminución en su rendimiento. Sin embargo, al mismo tiempo permite obtener un vapor a mayor temperatura e incrementar el rendimiento en la turbina de vapor.

Como el gas natural tiene un contenido en azufre muy bajo, la temperatura de los humos a la salida de la caldera de recuperación de calor puede disminuir hasta cerca de 100 °C sin que haya condensaciones ácidas ni los consiguientes problemas de corrosión. Esta característica permite una mayor recuperación de la energía de los humos de escape y, por ello, un mayor rendimiento.

Tabla 2-3. Principales centrales de ciclo combinado.

Grupo	Año puesta en servicio	Tecnología y combustible	Potencia
San Roque (I y II)	2002	CCGN	397,0
Besós 3	2002	CCGN	419,3
Besós 4	2002	CCGN	406,6
Castellón 3	2002	CCGN	814,2
Castejón 1	2002	CCGN	392,6
Castejón 2	2003	CCGN	386,1
Baía de Bizkaia 1	2003	CCGN	207,2
Tarragona	2003	CCGN-Cogen.	362,7
Tarragona Power 1	2004	CCGN-Cogen.	211,8
Santurce	2004	CCGN	402,6
Campo de Gibraltar 1	2004	CCGN	190,9
Campo de Gibraltar 2	2004	CCGN	190,9
Arcos de la Frontera 2	2004	CCGN	379,4
Arrubal 1	2004	CCGN	379,4
Arrubal 2	2004	CCGN	402,2
Palos de la Frontera 1	2004	CCGN	392,5
Palos de la Frontera 2	2004	CCGN	395,6
Arcos de la Frontera 1	2004	CCGN	395,6
Arcos de la Frontera 3-1	2005	CCGN	260,9
Arcos de la Frontera 3-2	2005	CCGN	267,8
Arcos de la Frontera 3-4	2005	CCGN	294,1
Aceca 3	2005	CCGN	386,1
Cristóbal Colón 4	2005	CCGN	392,0
Palos de la Frontera 3	2005	CCGN	397,8
Aceca 4	2005	CCGN	379,3
Cartagena 1	2005	CCGN	424,5
Cartagena 2	2005	CCGN	424,5
Cartagena 3	2005	CCGN	419,3
Escombreras 6	2006	CCGN	830,9
Plana del Vent 1	2007	CCGN	421,0
Sagunto 1	2007	CCGN	417,3
Sagunto 2	2007	CCGN	419,6
Sagunto 3	2007	CCGN	418,6
As Pontes 5-1	2007	CCGN	261,9
As Pontes 5-2	2007	CCGN	261,9

Grupo	Año puesta en servicio	Tecnología y combustible	Potencia
As Pontes 5-3	2007	CCGN	288,0
Castejón 3	2007	CCGN	426,1
Castellón 4-1	2007	CCGN	271,8
Castellón 4-2	2007	CCGN	275,6
Castellón 4-3	2007	CCGN	306,4
Escatrón 3	2008	CCGN	818,0
Sabón 3	2008	CCGN	388,7
Soto de Ribera 4	2008	CCGN	431,9
Málaga 1	2009	CCGN	408,6

Fuente: UNESA.

2.2.4 Centrales termoeléctricas de ciclo combinado y gasificación de carbón.

Este tipo de centrales se basan en las anteriormente comentadas de ciclo combinado añadiendo, aguas arriba, el proceso de gasificación del combustible, generalmente una mezcla de carbón y coque de petróleo. Esta gasificación se produce sometiendo al combustible a una corriente de aire o vapor de agua y oxígeno a elevada presión (unos 25 bar) y temperatura (1200 a 1600 °C). A esta temperatura, los componentes volátiles quedan libres y se oxidan en reacciones exotérmicas, produciendo fundamentalmente CO y H₂. Este combustible gaseoso es el que pasa al ciclo combinado.

Figura 2-4. Central de gasificación integrada con ciclo combinado.



Fuente: UNESA.

El ciclo comienza con la turbina de gas, donde se expanden los gases de la combustión del producto de la gasificación. El calor residual de estos gases de combustión que salen de la turbina se aprovecha en la caldera de recuperación. Aquí se produce vapor de agua que se envía a la turbina de vapor para su expansión. Ambas turbinas mueven sendos alternadores.

2.3 Cogeneración.

El término cogeneración se utiliza para denominar la producción conjunta de energía eléctrica (o mecánica) y energía térmica. De este modo, a partir de la misma energía primaria se consigue un mayor rendimiento en el proceso.

La cogeneración presenta ventajas tanto a nivel individual como a nivel colectivo.

Desde el punto de vista individual, se produce un ahorro económico derivado de las diferencias de precios existentes entre las energías adquiridas individualmente para un proceso (electricidad y combustible para generar calor) y el combustible para alimentar la unidad de cogeneración; y una mayor independencia del suministro de energía del exterior, permitiendo incluso el funcionamiento en isla: independiente de la red.

Desde el punto de vista colectivo, se produce un ahorro energético, al ser el consumo de energía primaria inferior al que resultaría de la utilización de los sistemas convencionales. Indirectamente, debido a ese menor consumo de energía primaria, se produce un menor impacto medioambiental, situación que se mejora con la utilización de combustibles menos contaminantes (como el gas natural), o bien por el aprovechamiento de residuos de los procesos industriales.

El campo de aplicación de la cogeneración es amplio y puede utilizarse tanto en la industria como en el sector servicios (hoteles, hospitales, complejos deportivos, etc.).

En principio, la cogeneración surge como alternativa en aquellos procesos en los que se identifica al menos una de las siguientes características: necesidades de calor (y/o frío) y electricidad, un elevado número de horas de funcionamiento (superior a 5.000 h/año), disponibilidad de combustibles residuales y existencia de calor residual con suficiente nivel térmico para su aprovechamiento.

La industria suele tener unas demandas tanto eléctricas como térmicas que se caracterizan por un elevado número de horas al año y gran estabilidad en condiciones normales. Generalmente, el diseño de la instalación se realiza a partir de los requerimientos térmicos, y en el caso de necesitar más electricidad, se adquiere, o se vende si hay exceso.

El sector servicios, si bien tiene una menor estabilidad y requerimiento de demanda térmica y eléctrica que la industria, suele añadirse una demanda de frío que contribuye a completar las anteriores. Cuando a un proceso de cogeneración se le añade la *producción de frío* se suele denominar trigeneración. A la hora de diseño, se suele operar a la inversa que en la industria: la instalación se diseña en función de las necesidades eléctricas, utilizando equipos auxiliares de generación de calor o frío para adaptarse a sus necesidades.

Una primera clasificación de los sistemas de cogeneración se realiza en función de la posición en la que se obtiene la energía eléctrica.

Si se genera en primer lugar la energía eléctrica a partir del combustible y se aprovecha el calor residual en el proceso industrial, se denominan sistemas de cabeza. Si es al contrario, y la energía primaria se utiliza para la generación del calor necesario en el proceso industrial, dejando el calor residual para la obtención de energía eléctrica, se denominan sistemas de cola.

También pueden ser clasificados en función del combustible a consumir (gas natural, gasóleo, fuelóleo, carbón, residuos industriales, biomasa, etc.), el tipo de planta de generación eléctrica (motor alternativo, turbina de gas o turbina de vapor), el sistema de generación de calor (caldera, secadero, intercambiadores).

Las configuraciones de los sistemas de cogeneración, al adaptarse a las necesidades de los procesos, pueden tener diferentes grados de complejidad.

Puede haber sistemas simples, donde exista una turbina de gas o un motor para la producción de electricidad y una utilización de los humos de combustión para secar, por ejemplo, materiales cerámicos; o bien una caldera de vapor, donde una parte del vapor se destina para producir electricidad en una turbina y otra parte se utiliza en los procesos productivos; o bien sistemas más complejos, donde existan pequeños ciclos combinados de generación eléctrica (turbinas de gas y turbinas de vapor) con extracciones de vapor para utilizarlos en los procesos industriales o sistemas de absorción asociados a la generación de frío.

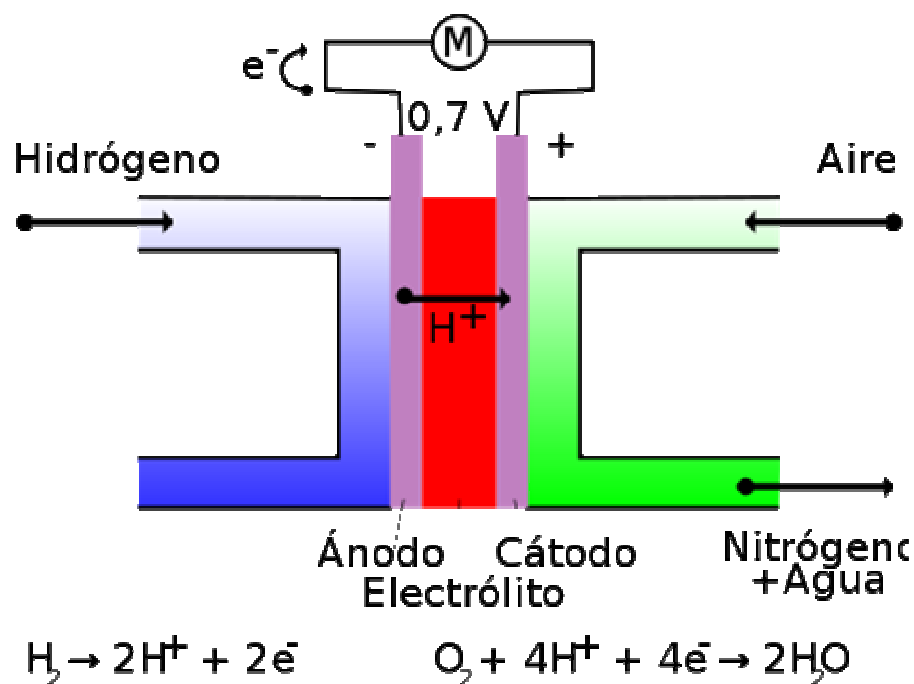
2.4 Pilas de combustible.

Consiste en la transformación directa de la energía química en energía eléctrica a través de un proceso de conversión electroquímico en el que el hidrógeno es el principal elemento que interviene en la reacción.

La unidad que constituye la pila de combustible suele denominarse celda de combustible. Ésta está formada esencialmente por dos electrodos, separados entre sí por un electrolito, estos es, por una sustancia que una vez disuelta permite el tránsito de partículas cargas desde un electrodo al otro.

A través de uno de los electrodos se hace pasar un flujo rico en hidrógeno, mientras que a través del otro se hace pasar un flujo de aire. Una molécula de hidrógeno, al llegar a la zona de contacto entre el electrolito y el electrodo se ioniza, separándose en dos iones H^+ , que serán transportados a través del electrolito hasta el electrodo por el que circula el oxígeno (presente en la corriente de aire), y dos electrones, que también son transportados hasta el electrodo por el que circula el oxígeno, pero por el circuito exterior. De este modo se establece una corriente eléctrica continua que puede ser aprovechada con sólo conectar una carga a dicho circuito exterior. La recombinación de dos iones H^+ , con dos electrones y un ion O^{2-} , al alcanzar el electrodo por el que circula el aire, dará lugar a una molécula de agua, H_2O . Asimismo, como resultado de la reacción se obtendrá cierta cantidad de calor.

Figura 2-5. Pila de combustible.



De la observación de la Figura 2-5 una celda de combustible puede ser esquematizada como un sistema compuesto de dos entradas: hidrógeno y oxígeno, en cuyo interior tiene lugar un proceso de conversión electroquímica, el cual da lugar a tres salidas: electricidad, agua y calor.

Para un aprovechamiento efectivo de la corriente de electrones se suelen conectar varias células de combustible en serie, dando lugar a las denominadas pilas de combustible.

La invención física de células de combustible tiene su origen en 1839, cuando el abogado Sir William Grove, gran aficionado a la física, realizó un experimento que consistía en la obtención de una corriente eléctrica a partir de cuatro celdas de combustible conectadas en serie. No obstante, su uso como generadores eléctricos a nivel práctico no tuvo lugar hasta la década de 1960 para aplicaciones espaciales, como generadores de agua y electricidad para las naves, a partir de los tanques de hidrógeno empleados a su vez como combustible de aquélla.

En realidad, cabe hablar de varios tipos de pilas. Se puede realizar una clasificación de las mismas, en función del electrolito, así como de su temperatura de funcionamiento. En la Tabla 2-4 se expresan los principales tipos de pilas de combustible, así como sus aplicaciones más habituales.

Tabla 2-4. Tipos de pilas de combustible.

Denominación	Electrolito	T de funcionamiento (°C)	Rendimiento (%) ²	Aplicaciones
Poliméricas (PEM)	Membrana selectiva, deja paso a los H ⁺	< 100	45 – 60	Transporte y equipos portátiles.
Alcalinas (AFC) ¹	Hidróxido de potasio (KOH)	< 120	55 – 65	Militares y espaciales
De ácido fosfórico (PAFC)	Ácido fosfórico (H ₃ PO ₄)	160	40 – 47	Electricidad
De carbonatos fundidos (MCFC)	Carbonatos de litio y potasio, Li ₂ CO ₃ + K ₂ CO ₃	650	50 – 65	Electricidad, Aplicaciones estacionarias
De óxido sólido (SOFC)	ZrO ₂ (dopado con It)	900	55-65	Electricidad, Aplicaciones estacionarias
De conversión directa de metanol (DMFC)	Membranas selectivas (similares a la PEM)	60	45	Transporte y equipos portátiles.
¹ Las pilas alcalinas fueron utilizadas en aplicaciones espaciales inicialmente. No obstante, se han descartado para aplicaciones civiles por su elevado coste, así como por las dificultades derivadas de su operación.				
² Este término sólo incluye el rendimiento eléctrico, sin tener el contenido energético del calor, que puede ser usado en diversas aplicaciones térmicas.				
Fuente: <i>Nuevas expectativas para la cogeneración. P. Andrés Sánchez y J. Andrés Martínez, Escan, S.A.. Publicado en Energía.</i>				

En general las pilas de combustible se pueden clasificar en tres grupos, en función de su temperatura de funcionamiento:

- Baja temperatura (inferior a 100 °C), entre las que se pueden incluir las pilas poliméricas y las de conversión directa de metanol. Presentan un gran interés en aplicaciones móviles, y en particular, para su uso como fuente de energía en vehículos. En la actualidad, la mayoría de las principales compañías de automóviles participan en programas de investigación en este campo. Cabe señalar que, en el caso de las pilas de conversión directa de metanol, el combustible es un líquido y la tecnología relativa a su suministro y almacenamiento sería similar a la de los combustibles actuales para automoción.
- Media temperatura (entre 100 y 600 °C). Este tipo de pilas son indicadas para el aprovechamiento conjunto de la electricidad y el calor, es decir, para la cogeneración. En particular, aquéllas que recuperan el calor a una temperatura superior a los 200 °C se adaptan más a necesidades industriales, mientras que las que trabajan a temperaturas inferiores, son más adecuadas para usos comerciales o residenciales. A nivel global, estas pilas, así como las de baja temperatura, deben recurrir al uso de catalizadores de platino, una de las causas de su elevado coste.
- Alta temperatura (superior a 600 °C), entre las que se encuentran las pilas de carbonatos fundidos, así como las de óxido sólido. Estas pilas son más aptas para la generación centralizada. Presentan altos rendimientos derivados de las altas temperaturas de funcionamiento, aunque ésta es también causa de una mayor corrosión y facilidad para la ruptura de sus componentes. En general, pueden usar catalizadores más baratos que los anteriores y tienen una mayor flexibilidad al uso de distintos combustibles.

Conviene señalar que no todos los tipos de pilas necesitan alimentarse directamente de hidrógeno puro gaseoso. En este caso, se suele incorporar a la pila un sistema de procesamiento de combustible que permite su funcionamiento a partir de la utilización de gas natural, metano, nafta, gases licuados del petróleo, aceites ligeros, biogás, etc..

2.4.1 Células de hidrógeno.

Es mucho lo que se habla últimamente del hidrógeno como vector energético. El problema fundamental es que el hidrógeno como tal no es una fuente energía: prácticamente no existe hidrógeno molecular libre en la naturaleza, todo el hidrógeno que existe está químicamente ligado al carbono, formando los hidrocarburos o bien al oxígeno, formando el agua.

La fuente más común de hidrógeno es el agua. Se obtendría por la descomposición química del agua en oxígeno e hidrógeno partir de la acción de una corriente eléctrica (electrólisis) generada por fuentes de energía renovable (solar fotovoltaica, eólica, etc.). Este proceso divide el agua, produciendo oxígeno puro e hidrógeno.

El hidrógeno cabe considerarlo como energía almacenada, ya que se puede quemar como cualquier combustible para producir calor, impulsar un motor o producir electricidad en una turbina. Otra posibilidad es usar este hidrógeno en una celda electroquímica.

Las ventajas de utilizar el hidrógeno como energía en celdas de combustible son:

- No contamina ni consume recursos naturales, el hidrógeno se toma del agua y luego se oxida y se devuelve al agua. No hay productos secundarios ni tóxicos de ningún tipo que puedan producirse en este proceso.
- Alta eficiencia, ya que las celdas de combustible convierten la energía química directamente a electricidad con mayor eficiencia que ningún otro sistema de energía.
- Funcionamiento silencioso: en funcionamiento normal, la celda de combustible es casi absolutamente silenciosa.
- Larga vida y poco mantenimiento: aunque las celdas de combustible todavía no han comprobado la extensión de su vida útil, probablemente tendrán una vida significativamente más larga que las máquinas que reemplacen.
- Modularidad: se puede elaborar las celdas de combustible en cualquier tamaño, tan pequeñas como para impulsar una carretilla de golf o tan grandes como para generar energía para una comunidad entera. Esta modularidad permite aumentar la energía de los sistemas según los crecimientos de la demanda energética, reduciendo drásticamente los costos iniciales.

Lo novedoso de esta tecnología es que la producción de hidrógeno puede realizarse a partir de fuentes de energías renovables.

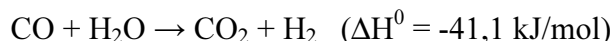
La economía del hidrógeno posibilita una enorme redistribución del poder, con consecuencias trascendentales para la sociedad. El hidrógeno tiene el potencial de poner fin a la dependencia que el mundo tiene del petróleo importado y de ayudar a eliminar el peligroso juego geopolítico que se está dando entre los países musulmanes y los países occidentales. Reducirá drásticamente las emisiones de dióxido de carbono y mitigará los efectos del calentamiento global. Y dado que es tan abundante y existe en todas las partes del mundo, todos los seres humanos dispondrán de energía.

2.4.2 Obtención de hidrógeno a partir de metano.

Aunque el hidrógeno puede producirse por reformado de metano, nafta, residuos de petróleo y carbón, la mayor relación atómica H/C en el metano, hacen del gas natural la materia prima por excelencia para la obtención de hidrógeno. La metodología más extendida de producción de hidrógeno es el reformado con vapor de agua conforme a la reacción:

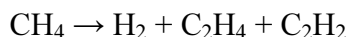


La reacción es fuertemente endotérmica y favorecida a baja presión. El gas natural reacciona con vapor de agua en catalizadores de Ni en un reformador primario a temperaturas próximas a 1.200 K y presión total de 20-30 bar. Se incorpora un exceso de agua (normalmente 2,5 – 5,0) para reducir la formación carbón. La conversión de CH₄ a la salida del reformador es del orden del 90-92%. A la salida del reformador primario se coloca un segundo reformador autotérmico en el que 8-10% del CH₄ no convertido reacciona con oxígeno en la parte superior del tubo. Para la producción de H₂, el CO presente en la corriente de salida se hace reaccionar con el agua:

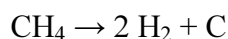


Si el gas de síntesis se convierte a H₂, son precisos dos reactores: uno de alta temperatura (HTS) que opera a 670 K y otro de baja temperatura (LTS) a 470K. El proceso de reformado con vapor produce gas de síntesis con cerca del 75% en volumen y base seca a elevada presión. El hidrógeno se purifica después en unidades PSA (Pressure Swing Adsorption), en las que se alcanza una pureza de 99,99%. La producción de H₂ mediante el reformado del gas natural produce aproximadamente 7 t CO₂/t de hidrógeno producido.

Otra posibilidad de obtención es a través de la descomposición directa de metano. Esto se puede realizar mediante procesos pirolíticos. La catálisis pirolítica del gas natural a elevada temperatura consiste en la reacción altamente endotérmica:



También cabe su obtención con una pirolisis a temperatura media del CH₄ e hidrocarburos más largos, mediante la reacción



puede realizarse mediante la aplicación de la energía de una fuente de microondas. Esta reacción no produce CO₂, con la ventaja de que los residuos carbonos proporcionan un valor añadido al H₂ producido ya que tienen excelentes propiedades de adsorción.

2.5 Centrales nucleares.

Una central nuclear es una central termoeléctrica, es decir, una instalación que aprovecha una fuente de calor para producir vapor a alta temperatura que se utiliza para accionar una turbina a la que se acopla un alternador.

La diferencia esencial entre las centrales termoeléctricas nucleares y las convencionales reside en la fuente de calor. En estas últimas, se consigue mediante la combustión de carbón, fuelóleo o gas en una caldera. Mientras, en las primeras se produce mediante la fisión de ciertos elementos “combustibles”. El combustible nuclear utilizado depende del tipo de reactor de la central nuclear. El más utilizado es el uranio enriquecido, es decir, uranio con un contenido en el isótopo U-235 superior al que corresponde al estado natural.

La fisión es una reacción por la que ciertos núcleos de elementos pesados se escinden o fisionan en fragmentos por el impacto de neutrones, emitiendo a su vez varios neutrones y liberando en el proceso una gran cantidad de energía que se manifiesta en forma de calor. En la reacción de fisión, un 0,1% de la masa de los núcleos desaparece convirtiéndose en energía, de manera que se liberan aproximadamente 200 MeV. Los neutrones que resultan emitidos en la reacción de fisión pueden provocar, en determinadas circunstancias, nuevas fisiones de otros núcleos. Se dice entonces que se ha producido una reacción nuclear en cadena.

Una vez que se ha efectuado la carga de combustible en el reactor, es decir, una vez que se ha introducido en él los elementos de combustible, se pone en marcha la reacción de fisión en cadena mediante un “isótopo generador de neutrones”, el cual hace que entren en actividad los átomos de uranio contenidos en el combustible.

Los neutrones que se liberan en la reacción de fisión tienen una gran energía cinética, del orden de los MeV. Sin embargo, en la mayoría de los reactores interesa que las reacciones de fisión sean producidas por neutros de energía del orden de eV. La presencia del moderador asegura que los neutrones adquieran la energía cinética adecuada (neutrones térmicos) para garantizar la permanencia de la reacción. Por su parte, las barras de control se introducen para que absorban más o menos neutrones, lo que permite controlar la potencia del reactor controlada en el nivel deseado.

Como consecuencia de las continuas reacciones de fisión que tienen lugar en el núcleo del reactor, se producen grandes cantidades de energía en forma de calor. Esta energía calorífica eleva la temperatura de un fluido refrigerante.

En la operación de una central, el control de la población de neutrones permite regular la potencia del reactor, pues la población de neutrones determina las reacciones de fisión que tienen lugar y, por ello, el calor que se genera en el núcleo. Para ello se emplean diversos sistemas que, en general, consisten en la introducción de elementos absorbentes de neutrones; tal es la función de las barras de control.

Los reactores pueden clasificarse en función de la energía de los neutrones que participan en la reacción de fisión. Como ya se ha señalado, los neutrones liberados tienen una energía elevada. Si estos electrones son lo que producen la reacción de fisión, entonces el reactor nuclear se denomina rápido. En cambio, si se utiliza un moderador, los neutros pierden energía y, en este caso, se denominan reactores térmicos.

En la Tabla 2-5 se presentan las características principales reactores utilizados en la industria.

Tabla 2-5. Principales características de los reactores nucleares empleados en la industria.

Tipo	Moderador	Refrigerante	Combustible	Reactor
Térmico	Agua ligera (H ₂ O)	H ₂ O	Uranio enriquecido	PWR BWR
	Agua pesada (D ₂ O)	D ₂ O	Uranio enriquecido Uranio natural	HWR
	Grafito	Gas (CO ₂)	Uranio natural	GCR
	Grafito	Gas (CO ₂)	Uranio enriquecido (1,2%)	AGR
Rápido		Sodio	Uranio enriquecido Uranio natural Plutonio	RRR

2.5.1 Reactores de agua a presión, PWR.

En este tipo de reactores, el agua sirve simultáneamente como moderador y como refrigerante. El combustible utilizado es uranio enriquecido. En las centrales de agua a presión (PWR), el fluido refrigerante –agua ligera- circula continuamente por un circuito primario cerrado. Este circuito cerrado conduce el refrigerante hasta un generador de vapor o cambiador de calor. Allí, este fluido a alta temperatura convierte en vapor el agua que circula por un circuito secundario, que está igualmente cerrado. Este vapor del circuito secundario es enviado al grupo turboalternador. Cabe señalar que en ningún momento el agua del primer circuito entra en contacto con la del segundo.

El agua del circuito secundario recorre un ciclo termodinámico convencional

2.5.2 Reactores de agua en ebullición, BWR.

Al igual que en el reactor de agua a presión, el BWR utiliza agua como moderador y refrigerante. Utiliza uranio enriquecido como combustible. En este tipo de reactores, el propio refrigerante se convierte en vapor por efecto del calor dentro de la propia vasija y es enviado al grupo turboalterador.

En este caso, es el mismo agua de refrigeración del reactor el que pasa por el circuito secundario.

2.5.3 Centrales RRR.

Estos reactores utilizan como combustible Pu-239 recubierto de uranio empobrecido. Su característica principal reside en que, con el flujo adecuado, el U-238 que rodea el combustible produce más plutonio del que se consume. Es decir que, además de producir energía calorífica, producen también combustible nuclear. Por este motivo, estos reactores son conocidos como reactores reproductores.

Tabla 2-6. Centrales nucleares españolas.

Central	Localización	Potencia (MW _e)	Tipo	Refrigeración	Inicia actividad
Vandellós II	Vandellós (Tarragona)	1.099	PWR (Westinghouse)	Circuito abierto	Marzo 1988
Trillo I	Trillo (Guadalajara)	1.066	PWR (KWU)	Torre refrigeración	Agosto 1988
Cofrentes	Cofrentes (Valencia)	990	BWR (General Electric)	Torre refrigeración	Marzo 1985
Almaraz II	Almaraz (Cáceres)	982,6	PWR (Westinghouse)	Circuito cerrado	Julio 1984
Almaraz I	Almaraz (Cáceres)	973,5	PWR (Westinghouse)	Circuito cerrado	Septiembre 1983
Ascó I	Ascó (Tarragona)	973	PWR (Westinghouse)	Circuito abierto, torres o mixta	Diciembre 1984
Ascó II	Ascó (Tarragona)	966	PWR (Westinghouse)	Circuito abierto, torres o mixta	Marzo 1986

Fuente: UNESA.

Los RRR no utilizan moderador. Es por ello que no pueden emplearse como refrigerantes materiales ligeros como el agua o el CO₂, sino que se utilizan metales líquidos como el sodio. El refrigerante transfiere el calor absorbido a un circuito de agua mediante los

intercambiadores de calor correspondientes. De esta manera se genera vapor, que puede expandirse en una turbina.

2.5.4 Centrales de fusión.

Las reacciones de fusión con núcleos ligeros liberan una gran cantidad de energía. Para que tenga lugar la reacción de fusión, han de salvarse las fuerzas de repulsión electrostática entre núcleos, por lo que dichos núcleos han de tener una elevada energía cinética, o lo que es lo mismo, una temperatura de miles de kelvin. Además, para aumentar la probabilidad de producción de la reacción de fusión, es necesario aumentar la densidad nuclear, o bien el tiempo de confinamiento.

De las posibles reacciones de fusión entre elementos ligeros, la reacción deuterio-tritio parece la mejor opción para los reactores de fusión de primera generación, pues es la que requiere menor temperatura. El deuterio se encuentra en el agua de mar en cantidad abundante. El tritio es escaso en la naturaleza, pero puede obtenerse a partir del litio, el cual abunda en la corteza terrestre y en el agua de mar.

En las condiciones para que la reacción de fusión tenga lugar (elevadas temperaturas y tiempo de confinamiento suficiente), el combustible se encontrará en forma de plasma, que es un estado con unas características y un comportamiento particular.

Actualmente, existen dos líneas de investigación: fusión por confinamiento magnético y por confinamiento inercial.

2.5.4.1 Fusión por confinamiento magnético.

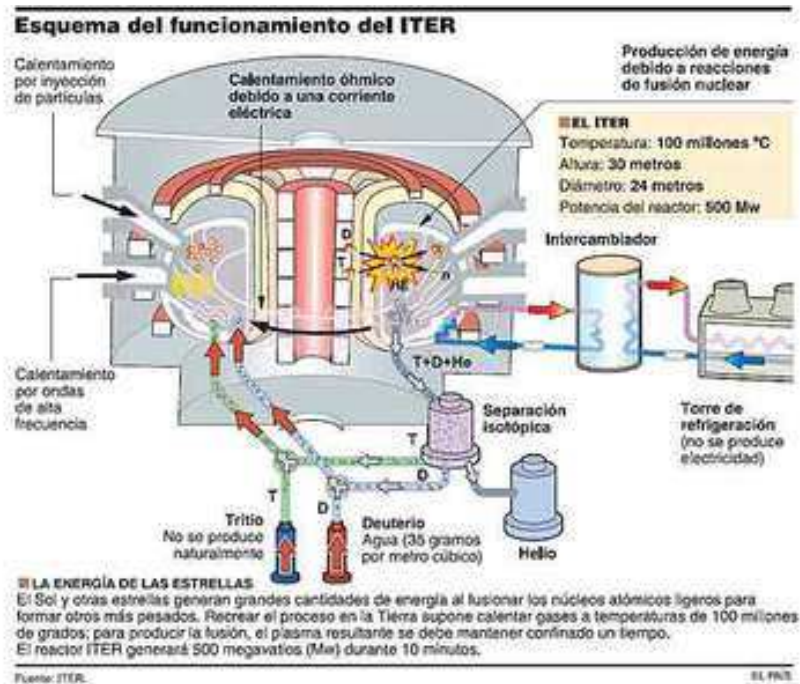
En la fusión por confinamiento magnético se utilizan campos magnéticos sobre un plasma caliente, provocando que las partículas cargadas que constituyen el plasma describan trayectorias determinadas, consiguiendo así confinar el plasma durante un tiempo suficiente para que se den las reacciones de fusión.

Con esta tecnología se construyó el “Joint European Torus”, JET, que es el Tokamak más grande del mundo. En él se ha producido la reacción de fusión con deuterio y tritio.

El siguiente paso es el proyecto ITER (International Thermonuclear Experimental Reactor), proyecto internacional en el que participan activamente Canadá, Europa, Japón, Rusia, Estados Unidos, China, India y Corea del Sur. ITER, al igual que el JET, es un reactor

Tokomak de fusión experimental al igual que el JET, y su objetivo es demostrar la viabilidad tecnológica de la fusión.

Figura 2-6. Esquema de funcionamiento del ITER.



El proyecto, de tener éxito, podría facilitar la producción masiva de energía a partir del hidrógeno por el lejano último tercio del siglo XXI. El ITER se construye en Cadarache, en el sur de Francia, mientras que la Agencia Europea Fusion for Energy (F4E), dedicada a la licitación de los contratos de la participación europea, ya funciona en Barcelona. El presupuesto para la construcción y explotación del reactor durante su vida útil se fijó en 10.000 millones de euros en el año 2001; recientemente, en el año 2009, se revisó al alza hasta los 16.000 millones. También se ha retrasado la puesta en marcha del reactor tipo Tokomak a 2018.

2.5.4.2 Fusión por confinamiento inercial.

Consiste en comprimir fuertemente el combustible que se encuentra en forma de esferas minúsculas, denominadas microbolas. Para ello se utilizan haces de láser y partículas cargadas que depositan su energía sobre la microbola de combustible, el cual alcanza temperaturas elevadas y se transforma en un plasma. La parte exterior de la microbola sufre una expansión y, como consecuencia, la parte interior experimenta una fuerte compresión. Si

se alcanzan las condiciones adecuadas para que tenga lugar la reacción de fusión, se produce el quemado del combustible.

Por ahora no existen proyectos de fusión por confinamiento inercial de carácter internacional comparables al ITER.

2.6 Sistemas eólicos.

La energía eólica se basa en el aprovechamiento de la fuerza del viento. Éste se produce por las diferencias de temperatura y presión atmosférica.

El calentamiento dispar de la superficie terrestre por efecto de la radiación solar es el principal causante de los vientos. En las regiones ecuatoriales se produce una mayor absorción de radiación solar que en las polares; el aire caliente que se eleva en los trópicos es reemplazado por las masas de aire fresco superficiales provenientes de los polos. El ciclo se cierra con el desplazamiento, por la parte alta de la atmósfera, del aire caliente hacia los polos. Esta circulación general se ve profundamente alterada por el movimiento de rotación de la tierra, generando zonas de vientos dominantes que responden a patrones definidos. A lo largo de un año las variaciones estacionales de la radiación solar incidente provocan variaciones en la intensidad y dirección de los vientos dominantes en cada uno de los puntos de la corteza terrestre.

Además del movimiento general de la atmósfera, que define los vientos dominantes en las grandes regiones de la tierra, al estar ésta más caliente, existen fenómenos de características locales que originan estructuras particulares de los vientos. Tal es el caso de las brisas de tierra y de mar, motivadas por el calentamiento desigual de las masas de aire. Durante el día se generan a lo largo de la costa vientos desde el mar hacia tierra, cambiando el sentido durante las horas nocturnas. Un fenómeno similar sucede en zonas montañosas, donde las brisas de montaña y de valle son originadas por el calentamiento del aire en contacto con las laderas, generándose corrientes ascendentes durante las horas de sol y descendentes durante la noche.

La velocidad del aire depende de una serie de factores como la rugosidad del terreno, la altura (la velocidad aumenta con la altura), etc. Una de las características de la energía eólica es que no puede ser almacenada, por lo que la energía que produce ha de verse directamente en la red. También puede utilizarse en sistemas aislados.

Los aerogeneradores son las máquinas que aprovechan la energía eólica para producir electricidad. Los aerogeneradores se clasifican según la posición del eje de giro: de eje horizontal y de eje vertical. Los de eje horizontal son los más utilizados. Existen diferentes modelos que van desde tamaños de pocos vatios hasta los que alcanzan varios MW. El tamaño de los aerogeneradores ha ido aumentando progresivamente, ya que con ello se consigue aprovechar mejor el terreno y dan lugar a una mayor producción por área barrida. La limitación del tamaño se debe al aumento del coste específico y a la mayor dificultad de transporte e instalación.

Los componentes principales de un aerogenerador son el rotor, el multiplicador, el generador y la torre.

El rotor está compuesto por el eje de giro y las palas, siendo éstas últimas las que captan la energía del viento y la transforman en energía mecánica.

Como la velocidad de giro del rotor es baja, se emplea un multiplicador, que consta de un conjunto de engranajes que aumentan la velocidad de giro adaptándola a las necesidades del generador eléctrico, el cual transforma la energía mecánica en energía eléctrica. Todos estos elementos se encuentran protegidos por una carcasa que constituye lo que se denomina góndola y se apoyan sobre una torre.

Los aerogeneradores se pueden clasificar en función de sus características. Así, según su posición relativa respecto al viento, se clasifican con rotor a sotavento o rotor a barlovento, según el viento “entre” en las palas por detrás o por delante, respectivamente. En el primer caso, el rotor se orienta directamente con el viento; en el segundo, se requiere de un dispositivo que sitúe al rotor en la posición adecuada. No obstante, en el segundo caso, la fatiga de las palas es menor y es la disposición que suele utilizarse para las máquinas grandes.

Según otra clasificación, el rotor puede ser de paso fijo o variable. Con el rotor de paso variable, se puede variar el ángulo de ataque de la pala a las condiciones del viento, aprovechando así la energía del viento de manera más eficiente; además, también disminuye las tensiones en las palas. Por otro lado, resulta un mecanismo más caro.

Otras clasificaciones se obtienen bien en función del generador eléctrico, que puede ser síncrono o asíncrono, o bien según la velocidad de giro del rotor que puede ser fija o variable.

En líneas generales se puede decir que la energía eólica no produce ningún tipo de gas contaminante. Las alteraciones que pueden producir en el entorno son mínimas y en la

mayoría de los casos no tienen un efecto apreciable. Los principales impactos son el visual, el acústico, el de las interferencias sobre telecomunicaciones y los que afectan a la flora y la fauna..

No obstante, podemos decir que es una tecnología modular y de rápida instalación, compatible con otras actividades como agricultura y ganadería.

2.6.1 Evolución y tendencias de la energía eólica.

La evolución de la tecnología eólica para la producción de electricidad en las últimas dos décadas ha seguido un camino basado en la optimización de los desarrollos tecnológicos existentes en los años ochenta. Los dos factores fundamentales en el desarrollo han sido la mejora de los diseños y la disminución de costes, debido a la economía de escala derivada del incremento del tamaño de los aerogeneradores.

La eficiencia energética de las actuales aeroturbinas alcanza valores superiores a 0,50, que si lo comparamos con el límite de Betz, nos da un rendimiento del 85% frente al máximo teórico.

Una de las grandes mejoras experimentadas en el desarrollo tecnológico es la aparición de modelos diseñados para diferentes clases de vientos, lo que permite optimizar el coste final de generación.

Otros desarrollos en evolución van encaminados al rotor y control del mismo, con rotores flexibles y de baja solidez, alta velocidad de rotación, palas de fibras híbridas de vidrio y carbono y diseños aerodinámicos y estructurales avanzados e innovadores. Con ello se cree que pueden disminuir el coste de producción del orden del 15%. Los diseños avanzados en el sistema de transmisión se estima que pueden conseguir una disminución del 10% del coste de producción del kWh. Otras mejoras, como en las torres, pueden suponer una disminución del 2%, mejoras de la disponibilidad y reducción de pérdidas de hasta un 5%. Por su parte, mejoras en los procesos de fabricación permitirían una reducción del 7% del coste de la energía producida.

Tabla 2-7. Principales instalaciones eólicas españolas.

Parque eólico	Localización	Potencia (MW)
Guerinda	Guerinda (Navarra)	69
Tarifa	Tarifa (Cádiz)	30,48
KW Tarifa	Tarifa (Cádiz)	29,75
Llanos de Juan Grande	S. Bartolomé de Tirajana (Las Palmas)	20,1
Barbanza	Barbanza (La Coruña)	19,8

Parque eólico	Localización	Potencia (MW)
Leiza	Ariz (Navarra)	19,2
Perdón	Erreniega (Navarra)	17
Borja I	Borja (Zaragoza)	16,2
A Capelada	Cedeira (La Coruña)	16
La Plana	La Muela (Zaragoza)	15
Enix	Enix (Almería)	13,2
Cañada de la Barca	Pájara (Las Palmas)	10,26
Planta Eólica Europea	Tarifa (Cádiz)	6
Aragón	La Muela (Zaragoza)	5,28
Los Valles	Lanzarote (Las Palmas)	5,28
Granadilla	Granadilla (Sta. Cruz de Tenerife)	4,8
Bajo	Tarragona	4,05
Cabo Villano	Cabo Villano (La Coruña)	3
Fuente: AEE- Asociación Empresarial Eólica. Año 2011.		

2.6.2 Parques eólicos marinos.

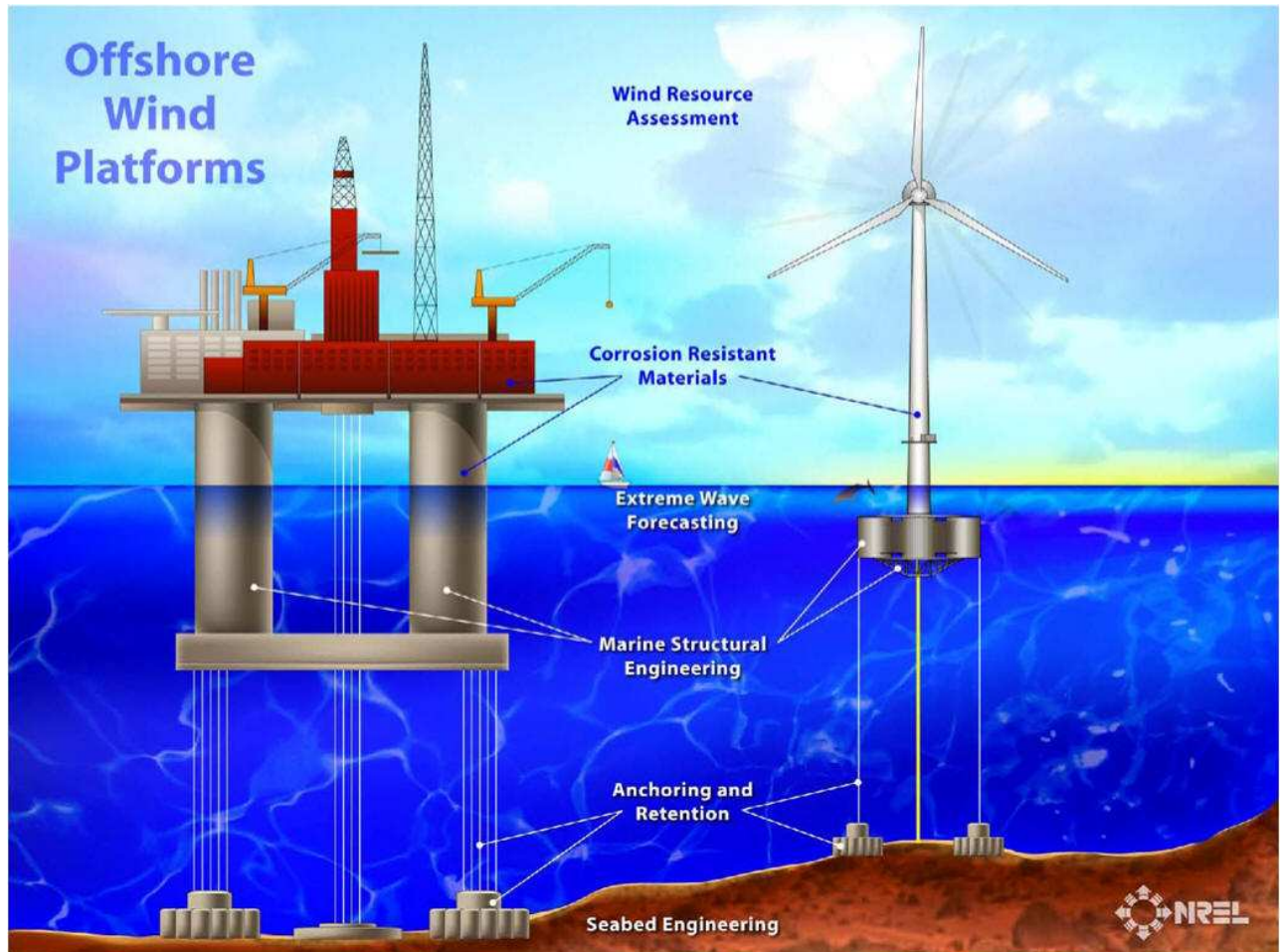
Los parques eólicos marinos tienen como principal ventaja la alta y predecible velocidad de los vientos, en comparación con los emplazamientos terrestres, lo que da lugar a una gran producción eléctrica. Como inconvenientes se encuentra su mayor coste de instalación, pues requiere una fuerte cimentación, así como una mayor inversión para la conexión con la red, competencia con otros usos (pesqueros, turísticos, acuicultura, ...) y ciertas reticencias sociales y políticas.

Hasta el momento, los más de 1,4 GW marinos comerciales que operan en el mundo, todos ellos en el norte de Europa (aunque China ya construye su primer parque), cuentan con una cimentación sólida y fija en el lecho marino. No flotan, ni se balancean, ni se desplazan de su ubicación original.

Sin embargo, no todos los países con litoral cuentan con anchas plataformas continentales de escasa profundidad, como sucede en el Báltico o el Mar del Norte, donde es posible bogar durante kilómetros aguas adentro sin que la profundidad aumente significativamente, lo cual hace viable este tipo de cimentación. A más de 20 km de distancia de la costa, la mayoría de los emplazamientos, excepto los del Báltico y el Mar del Norte, tienen profundidades superiores a los 35 m; límite de viabilidad económica para la tecnología marina convencional actual. Hasta el momento, la máxima profundidad de cimentación para aerogeneradores operativos en el mar es de 45 metros. Sin embargo, ya se está pensando y planteando proyectos de investigación que lleguen a zonas más profundas, para lo cual se

estudia la posibilidad de desarrollar tecnologías flotantes, similares a las que disponen las industrias petrolera y gasista.

Figura 2-7. Esquema de plataforma offshore flotante.



Fuente: NREL.

2.7 Producción de electricidad a partir de la energía solar.

Se puede definir la energía solar como la radiación procedente del sol, cuyo origen se encuentra en las reacciones de fusión que tienen lugar en su interior. Dicha radiación se transmite por el espacio en todas direcciones, y parte de ella llega hasta la atmósfera de la Tierra, manifestándose en forma de luz y calor.

El sol es la fuente de energía de nuestro planeta, ya que, además de proporcionarnos luz y calor, es responsable directa o indirectamente, de casi la totalidad del resto de las fuentes de energía (viento, olas, hidráulica, biomasa, ...), incluso del carbón, petróleo o gas.

No obstante, el término “energía solar” suele usarse en un sentido más particular y con él se hace referencia a dos tecnologías básicas: la solar térmica y la solar fotovoltaica.

2.7.1 Energía solar térmica.

Consiste en la transformación directa de la energía procedente del sol en energía térmica. Dicha energía es captada por algún dispositivo y, posteriormente, transportada hasta el lugar de uso y/o almacenada por medio de un fluido.

Existen multitud de aplicaciones de la energía solar térmica. En una primera clasificación se pueden distinguir los sistemas pasivos de los activos.

Los sistemas pasivos son aquéllos en los que la captación y almacenamiento de energía solar se produce de forma natural sin necesidad de dispositivos de control y transporte a larga distancia. Un claro ejemplo de estos sistemas lo constituye la arquitectura solar pasiva, en la que teniendo en cuenta criterios de localización y elección de materiales de construcción, se obtiene un aprovechamiento térmico mayor de la radiación solar, disminuyendo las necesidades de calefacción en invierno o de refrigeración en verano.

Los sistemas activos son aquéllos en los que se produce una “manipulación” de la energía captada, transfiriendo ésta a un fluido para su transporte hasta el punto de consumo o acumulación. Dentro de estos sistemas, según el nivel de temperatura que puede alcanzar el fluido, se distinguen sistemas de baja, media y alta temperatura.

Los sistemas de baja temperaturas (35-60°C) se emplean básicamente para la producción de agua caliente sanitaria, climatización de locales, calentamiento del agua de piscinas.

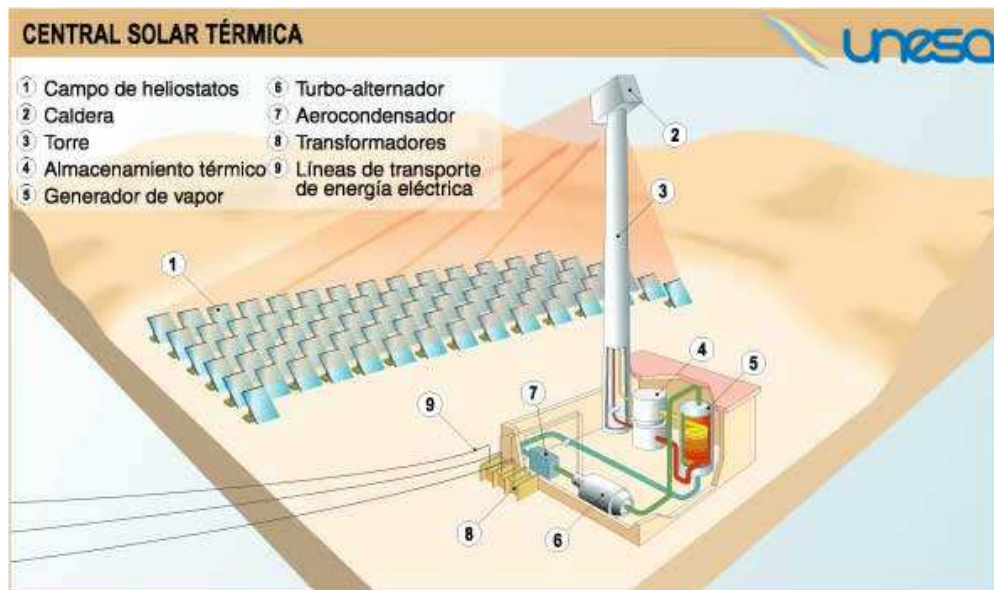
La transformación de energía solar térmica a media temperatura (< 200 °C) da lugar a su aprovechamiento en diversas aplicaciones industriales, en las que se necesita, por ejemplo, un vapor de agua a una temperatura elevada.

En aplicaciones térmicas de alta temperatura, pueden llegar a alcanzarse unos valores que superan los 400 °C. También encuentran aplicación de los terrenos científico e industrial.

Para los casos de aprovechamiento a media y alta temperatura es necesario recurrir a sistemas de concentración, cuyo objetivo es focalizar la radiación solar incidente sobre una extensión amplia en una superficie mucho menor, obteniendo temperaturas elevadas. Estos dispositivos están basados en sistemas ópticos de lentes y espejos, que permiten manejar la radiación solar y dirigirla hacia el foco en cuestión.

Con estos sistemas se puede producir vapor a una elevada temperatura que puede expansionarse posteriormente en una turbina (mediante un ciclo termodinámica semejante al de las centrales térmicas convencionales), con producción final de electricidad.

Figura 2-8. Esquema de central eléctrica solar térmica.



Fuente: UNESA.

Veamos a continuación las tecnologías disponibles hoy día.

2.7.1.1 Colectores cilindro-parabólicos.

La tecnología de colectores cilindro-parabólicos aplicada a la producción de electricidad, en la que fue pionera la planta DCS (*Distributed Colector System*, 1981) de la Plataforma Solar de Almería, goza de elevada madurez técnica y comercial. Esto es debido a la valiosa experiencia aportada por las nueve plantas solares SEGS (*Solar Electric Generating System*) de California, que en la actualidad producen más del 90 % de la energía solar termoeléctrica mundial. Estas plantas, construidas entre 1984-1991 y situadas en el desierto de Mojave (Barstow), cuentan con un campo de colectores cuya extensión supera los 2 millones de metros cuadrados y utilizan como fluido termoportador aceites sintéticos. Representan un total de 354 MW conectados a la red eléctrica, distribuidos en plantas con potencias entre 14 y 80 MW sin sistemas de almacenamiento térmico (excepto una) y con calderas auxiliares de gas. Anualmente, suministran 800 millones de kWh a un coste de generación de 0.12-0.14 Euro/kWh. Aunque la tecnología SEGS está totalmente disponible en la actualidad, no resulta competitiva en la mayor parte de los mercados actuales si no disponen de algún tipo de incentivo fiscal o ayuda económica externa; sin embargo, son

sistemas de escaso riesgo tecnológico debido fundamentalmente a la gran cantidad de horas de operación acumuladas en las plantas existentes.

Con el fin de reducir costes y simplificar el mantenimiento de las plantas con colectores cilindro-parabólicos, se están desarrollando diversos proyectos en promoción con carácter de explotación en régimen comercial en España, EE.UU (Nevada), Marruecos, Argelia, Israel, Egipto, India, Irán, Sudáfrica y México. Así, en Boulder (Nevada) ya está en marcha la tercera mayor planta termoeléctrica del mundo. Se trata de una planta de Solargenix de 64 MW constituida por 19300 colectores cilindro-parabólicos suministrados por Schott Solar cuya conexión a red se realizó en 2008.

Entre las vías más empleadas de reducción de costes destacan: el aporte energético auxiliar a partir de combustibles fósiles (centrales híbridas), la integración de los colectores solares en plantas de ciclo combinado, la utilización de métodos innovadores de concentración solar (p. ej. reflectores lineales de Fresnel, desarrollados en la Universidad de Sydney), así como la generación directa de vapor en los propios tubos receptores de los colectores. Adicionalmente, se desarrollan sistemas de almacenamiento térmico en centrales “solo solar” y aumentar la durabilidad de los tubos absorbedores. De este modo, pese a la limitación tecnológica que supone que la máxima temperatura de trabajo de este tipo de colectores no supera los 450°C, la incorporación de todas estas mejoras, la previsible producción en masa de los componentes y la aparición de un mayor número de suministradores, podrían permitir reducir los costes de generación a 0.08 €/kWh, a medio plazo, siendo el objetivo a conseguir un precio de 0.04 €/kWh.

El elevado grado de avance y el interés de la tecnología de los colectores cilindro-parabólicos para la producción de electricidad contrasta con la falta de desarrollo de la que adolece la de otras posibles aplicaciones que también resultan interesantes para este tipo de colectores, como son la climatización o el calor de proceso y generación de vapor para procesos industriales. Este último tiene especial interés en sectores como alimentación, textil o papel, que requieren temperaturas del orden a las obtenidas con estos sistemas. Los países ubicados en el denominado Cinturón Solar Terrestre poseen unas condiciones climáticas que hacen muy atractivas aquellas aplicaciones, sin embargo, la falta de colectores solares y equipos industriales adaptados para este tipo de usos, hace necesaria una fuerte actividad de I+D que permita alcanzar el mismo nivel de desarrollo que la generación de electricidad. Por ello, la Agencia Internacional de la Energía (IEA) está promoviendo diversos proyectos

(“Solar Heat for Industrial Processes”, (SHIP)) con el fin de aprovechar las experiencias y conocimientos que sobre energía solar térmica aplicada a procesos industriales poseen las distintas entidades internacionales.

2.7.1.2 Sistemas de receptor central.

Los sistemas de receptor central, se encuentran hoy en día a punto de comenzar su primera etapa de explotación comercial. El ensayo de más de 10 pequeñas instalaciones experimentales de este tipo (0.5–10 MW), principalmente en los años 80 del pasado siglo, sirvió para demostrar su viabilidad técnica y su capacidad para operar con grandes sistemas de almacenamiento térmico. La experiencia más extensa ha tenido lugar en varios proyectos desarrollados en las plantas piloto Solar One y Solar Two en Barstow (California) y en la Plataforma Solar de Almería (PSA).

Solar One, con una potencia de 10 MW, se mantuvo operativa de 1982 a 1988 y utilizó vapor de agua como fluido termoportador. La ausencia de un sistema eficiente de almacenamiento térmico en Solar One condujo al desarrollo de la tecnología de sales fundidas. El proyecto Solar Two realizado en California, entre 1996 y 1999 ha demostrado el bajo coste y la fiabilidad de la sales como fluido térmico. Solar One, con 64 MW, empezó la venta comercial de electricidad en 2007.

Al mismo tiempo, en la Plataforma Solar de Almería, se validó el concepto de receptor volumétrico refrigerado por aire con el “Phoebus Technology Solar Air Receiver” en la planta TSA, de 1 MW y con un sistema de almacenamiento térmico en pellets cerámicos.

Los distintos proyectos de desarrollo tecnológico que han tenido lugar desde entonces han permitido ir mejorando componentes y procedimientos, de modo que hoy en día las predicciones establecen valores de eficiencia del sistema, conversión de solar a electricidad, del 23% en punto de diseño y del 20% anual. A pesar de todo, el gran reto pendiente para los sistemas de receptor central es la puesta en marcha de una primera generación de plantas comerciales operando en régimen de conexión a red y competitivas en las condiciones del mercado energético actual. Las tres tecnologías de receptor central que se utilizan en las primeras plantas comerciales están basadas en el uso como fluido termoportador de sales fundidas (SOLAR TRES), vapor saturado (PS10) y receptor volumétrico refrigerado por aire (Proyecto de demostración SOLGATE). La utilización de este último fluido evita la limitación en temperatura de las sales, la complejidad del control de la generación de vapor,

además de permitir rangos más altos de temperatura de trabajo y funcionamiento en sistemas de generación eléctrica basados en ciclos combinados (turbina de gas y posteriormente de vapor), con lo que se obtienen mayores rendimientos de planta.

Cabe esperar que, paulatinamente, las nuevas plantas vayan incorporando en su diseño los avances tecnológicos en los que se está trabajando, como son la utilización de helióstatos de elevada superficie (90-150 m²), de mejores propiedades ópticas y estructuras más ligeras y baratas; el empleo de mejores estrategias de control y procedimientos de arranque, así como en nuevos desarrollos de receptores. Pese a ello, el elevado coste de capital constituye todavía un obstáculo hacia el pleno aprovechamiento del potencial de esta tecnología a nivel comercial. Las primeras aplicaciones comerciales (PS10 y SOLAR TRES en España), aún presentan costes por potencia instalada de 3000 €/kW y costes de la electricidad producida próximos a 0.18-0.20 €/kWh. La utilización de sistemas híbridos combustible fósil/energía solar, especialmente los constituidos por ciclos combinados, podría disminuir la desmesurada inversión inicial. A este respecto, destaca el desarrollo del receptor volumétrico de aire presurizado SOLGATE, donde la energía solar se utiliza como soporte para el precalentamiento en la cámara de combustión de una turbina de gas. En los proyectos SOLGAS y COLON SOLAR la energía solar se introduce en la caldera de recuperación de un ciclo combinado, entrando así en el ciclo de vapor.

Los ciclos combinados conllevan, además de menores costes de instalación y operación y mayores eficiencias, menores tiempos de arranque, y, probablemente, la aplicación a sistemas modulares de menor tamaño. Los sistemas híbridos ofrecen actualmente costes estimados de 0.10-0.15 €/kWh. Una reducción adicional del coste de la tecnología resultaría esencial para la extensión del número de aplicaciones comerciales y potenciales emplazamientos. Sin embargo, se auguran buenos pronósticos en vista de los avances tecnológicos realizados y se prevé que los costes de generación se reduzcan a 0.06 €/kWh, a medio plazo, y a 0.04 €/kWh, a largo plazo, a medida que la tecnología se introduzca en el mercado.

Por último, cabe señalar aquí las denominadas centrales solares de chimenea, que, aunque no se trata propiamente de sistemas de receptor central, sí son una tecnología de torre. Estos sistemas se fundamentan en el diseño desarrollado por Günther en 1931. En ellos, la radiación del sol calienta el aire que se encuentra debajo de una gran cubierta de cristal abierta en su contorno. Esta cubierta y el terreno forman un gran colector de aire caliente. En el

centro de la cubierta se sitúa una gran chimenea con amplias entradas de aire en su base. La junta entre la chimenea y la cubierta acristalada es estanca, de esta forma el aire caliente, que es más ligero que el frío, asciende por la chimenea. La succión provoca que el aire caliente bajo la cubierta de cristal siga entrando a la chimenea, y el aire frío exterior entre por el perímetro de la cubierta. La energía contenida en el flujo de aire se transforma en energía mecánica mediante unas turbinas colocadas en la base de la chimenea y en eléctrica mediante generadores convencionales. Una sola chimenea con una superficie de colector de 7000 metros de diámetro, construida y explotada en una zona con una radiación anual de 2300 kWh/m², puede producir entre 700 y 800 GWh al año.

Estos sistemas se caracterizan por su sencillez constructiva y la ausencia de impacto ambiental.

Actualmente, la empresa alemana Schlaich, Bergermann und Partner (SBP) está llevando a cabo un proyecto en fase de ejecución en Australia, para la construcción de una central de 200 MW que dispondrá de un tiro térmico acentuado gracias a una chimenea de 1000 metros de altura.

En España, SBP, junto con las españolas CAMPO 3 e IMASA, son las encargadas de la construcción y explotación, junto con la Universidad de Castilla la Mancha y el Ministerio de Fomento, de una “chimenea solar” de 750 metros de altura y 40 MW en la localidad de Fuente del Fresno (Ciudad Real). Su construcción tiene un presupuesto de 240 M€. El campo colector de esta central actuará, además, de invernadero de cultivos hortofrutícolas. Esta tecnología había sido ensayada previamente en España, donde, en 1982 SBP instaló una planta piloto de 50 kW en Manzanares (Madrid), con una torre de 195 metros y un campo colector de 240 metros de diámetro.

La empresa francesa OTH, con su proyecto Elioth, es también pionera en el desarrollo de esta tecnología.

2.7.1.3 Sistemas de discos parabólicos.

Los discos parabólicos han evolucionado tanto en Europa como en EE.UU. hacia la construcción de unidades autónomas conectadas a motores Stirling situados en el foco, con potencias de 7-25 kW. Los sistemas disco-Stirling presentan una alta eficiencia en la conversión de la radiación solar en energía eléctrica, entre 25-30%, en condiciones nominales de operación. Además, se pueden conseguir relaciones de concentración superiores a 3000, lo

que permite alcanzar temperaturas entre 650 y 800°C y eficiencias nominales en los motores Stirling entre 30-40%.

La experiencia operacional con sistemas de discos Stirling se circunscribe a unas pocas unidades ensayadas fundamentalmente en EE.UU., Europa y Australia, y, aquí en España en la Plataforma Solar de Almería. La primera generación de discos estuvo formada por configuraciones faceteadas de vidrio/metal, que se caracterizaron por unas altas concentraciones ($C=3000$) y excelentes resultados, pero a precios muy elevados (estimaciones por encima de 300 Euro/m² para grandes producciones) y estructuras muy pesadas. El disco Vanguard fue operado en Rancho Mairage (California) en el desierto de Mojave durante un período de 18 meses (Febrero 1984-Julio 1985) y llevaba un motor/generador de 25 kW de United Stirling AB (USAB). El gas de trabajo era hidrógeno y la temperatura de 720°C. Posteriormente, entre 1984-1988, McDonnell Douglas desarrolló un disco con la misma tecnología pero con algunas mejoras. Se construyeron seis unidades de 25 kW que operaron varias compañías eléctricas. Transferida a Boeing, la licencia de la tecnología la posee el consorcio SES, que desde 1988 está relanzando su aplicación con la denominación de disco SES/Boeing. El nuevo prototipo ha acumulado más de 8000 horas de operación.

A principios de 2006, se aprobó en California el proyecto Stirling Energy Systems of Arizona 2 (SES 2). Este proyecto podría tratarse de la primera instalación de envergadura de discos Stirling en el mundo. La planta de 300 MW y un total de 12.000 discos reflectores con receptores de hidrógeno, se ubicará en el desierto de Imperial Valley. Cabe esperar que este proyecto marque el despegue del mercado para las turbinas Stirling. Su construcción se inició en 2010 y disponía de 40 meses para la finalización de la misma.

En Europa, los principales desarrollos se han llevado a cabo por empresas alemanas (Steinmüller; SBP y SOLO Kleinmotoren). De las seis unidades prototipo de 9-10 kW desarrolladas por estas empresas, tres de ellas se ensayaron en la Plataforma Solar de Almería, con más de 30.000 horas de operación. Se trata de sistemas que conllevan una significativa reducción de costes, aunque a cambio de menores rendimientos. El motor trabaja con helio a 630°C y presenta rendimientos del 20 %, sensiblemente inferiores a los planteados por Boeing/SES. El proyecto europeo EURODISH (1998-2001), con participación de empresas españolas (Inabensa, CIEMAT-PSA), mejoró los prototipos anteriores (rediseño del concentrador y motor, revisión y simplificación del sistema de seguimiento y control, utilización de hidrógeno como fluido termoportador, etc.). Se construyeron tres unidades

EURODISH ensayadas en Vellore (India), Milán (Italia) y la Plataforma Solar de Almería. Posteriormente, el proyecto alemán ENVIRODISH (2002-2005), además de incorporar mejoras de los componentes del prototipo EURODISH, comenzó a preparar su introducción en el mercado. Así, en el año 2004 se construyeron tres unidades de referencia en Odeillo (Francia), Sevilla y Würzburg (Alemania). La potencia generada por las dos últimas se vende a tarifa de las redes eléctricas española y alemana.

Ilustración 2-1. Vista anterior y posterior de las unidades EuroDISH, en Almería.



En Australia, ya en el año 1978, el *Energy Research Center* (ERC) de la Universidad de Camberra construyó en White Cliffs una de las primeras centrales termoeléctricas solares del mundo. La planta estaba constituida por 14 discos parabólicos de 20 m² que funcionaron durante varios años. *Solar Systems* convirtió esta planta termoeléctrica en fotovoltaica. Posteriormente, ERC construyó y ensayó un disco parabólico de 400 m² y 50 kW. *Solar Systems* también ha construido desde entonces varios prototipos de discos parabólicos.

Los logros que se están alcanzando (hibridación, optimización de procedimientos de arranque y control, etc.) hacen prever unos costes de generación inferiores a 0.12-0.17 Euro/kWh a corto plazo. No obstante, pese al enorme potencial a largo plazo de esta tecnología, debido a sus elevadas eficiencias y su modularidad, la limitación en cuanto a su potencia unitaria (inferior a 25 kW) obstaculiza muchas aplicaciones que pretenden la producción eléctrica a gran escala. Así, tienen su aplicación más obvia en la producción de electricidad para autoconsumo en lugares aislados donde no llegue la red eléctrica (bombeo de agua en pozos, suministro de electricidad a núcleos de viviendas rurales, etc.), donde cabe

esperar que puedan competir con sistemas ya comerciales como los fotovoltaicos o los generadores diesel.

2.7.1.4 Combustibles solares y solarización de procesos industriales.

El sector transporte y la industria, con un 42 y un 31 % del consumo de la energía final en España, requieren de combustibles y calor. Las necesidades energéticas de la industria, fundamentalmente en los rangos de temperatura media (<400°C) y alta (>600°C), podrían cubrirse mediante la integración de sistemas solares de colectores cilindro-parabólicos y torre, respectivamente. En lo que se refiere a los combustibles, mayoritariamente de origen fósil, en la actualidad, la síntesis de otros más limpios como el hidrógeno, bioetanol o biodiesel está basada generalmente en reacciones endotérmicas que requieren el aporte de calor. Así pues, la utilización de la energía solar en estos procesos podría reducir enormemente la dependencia energética de los combustibles fósiles, así como las emisiones de CO₂.

La producción de hidrógeno como vector energético limpio está siendo una de las prioridades de investigación en el ámbito mundial. Entre los métodos para producir hidrógeno con energía solar (procesos fotoquímicos, electroquímicos, termoquímicos y combinaciones de éstos), aquéllos que hacen uso de la radiación solar concentrada presentan muchas posibilidades de desarrollo. De estos últimos cabe distinguir la electrólisis a alta temperatura y los ciclos termoquímicos.

La **electrólisis a alta temperatura** utiliza el calor para calentar el agua y disminuir la energía eléctrica necesaria para ionizar la molécula. El suministro del calor y la electricidad proceden de colectores cilindro-parabólicos, receptores centrales o discos parabólicos.

La obtención de hidrógeno mediante la ruptura térmica de la molécula de agua presenta algunos inconvenientes que dificultan su desarrollo. Por un lado, las elevadas temperaturas que se precisan para obtener un grado de ionización razonable (superiores a 2500 K), lo que implica problemas de materiales; y por otro, un incremento de las pérdidas por re-radiación, disminuyendo así la eficiencia térmica del sistema. A esto hay que añadir que al generarse el hidrógeno y el oxígeno en el mismo lugar es preciso utilizar técnicas efectivas de separación para evitar su recombinación. Estos tres inconvenientes son la causa de que no exista de momento ninguna planta piloto en la que se lleve a cabo este proceso y que se busquen métodos alternativos, entre los que se encuentran los ciclos termoquímicos.

Los **ciclos termoquímicos** engloban un conjunto de reacciones sucesivas basadas en procesos de oxidación-reducción que rebajan la temperatura necesaria para la disociación hasta valores comprendidos entre los 800 y 1500 K. Existen más de 2.000 ciclos, pero los que tienen más posibilidades de prosperar, al menos en lo que se refiere a la utilización de energía solar, son: la reducción de óxidos metálicos, la descomposición del ácido sulfúrico (ciclos de la familia del azufre) o la hidrólisis de los bromuros de calcio o hierro (ciclos del tipo UT-3).

A medio plazo, las tecnologías de concentración solar también podrían ser utilizadas en procesos de descarbonización de combustibles fósiles, como el cracking de gas natural o petróleo, el reformado de gas natural, petróleo o hidrocarburos ligeros, y la gasificación del carbón y otros hidrocarburos pesados. En todos estos procesos, la radiación solar se emplea como fuente calorífica para llevar a cabo una reacción endotérmica. Para conseguir las elevadas relaciones de concentración necesarias, se utilizan sistemas de receptor central o discos parabólicos.

A la hora de decidir los ciclos a utilizar se tiene en cuenta factores tales como el número de reacciones implicadas (a más reacciones, más complejidad), las temperaturas máximas de trabajo, la disponibilidad, coste y el poder corrosivo de los reactivos, la necesidad o no de transporte de sólidos, etc.

El par rédox que se perfila actualmente como más apropiado para el ciclo termoquímico es el de dos pasos basado en la reducción de óxidos metálicos es el del ZnO y Zn. El primer paso, a temperaturas de 2000 K y superiores, consiste en la reducción del óxido a metal (u óxido metálico de menor valencia) con desprendimiento de oxígeno. Este proceso también se puede realizar utilizando carbón o gas natural como agentes reductores (reducción carbotérmica). El segundo paso, consistente en la hidrólisis exotérmica del agua para formar hidrógeno y el correspondiente óxido metálico, presenta experimentalmente una tasa de conversión razonable a temperaturas del orden de los 700 K. Basado en el primer paso de esta reacción, el proyecto europeo SOLZINC (2001-2005) fue el primero en usar con éxito la energía solar en una planta piloto para crear energía almacenable a partir de un mineral de metal. Así, mediante la reducción carbotérmica del ZnO a Zn, la energía solar puede convertirse en combustible químico, ser almacenada durante largos periodos de tiempo y transportarse a grandes distancias. Las plantas de tamaño industrial que se desarrollarán a partir de este prototipo de 300 kW construido en el *Weizmann Institute of Science* (Israel), se prevé que alcancen rendimientos de entre el 50 y el 60 %. Cuanto mayor rendimiento, menor

será el área de colectores necesaria y menores los costes del sistema de concentración solar, que normalmente corresponden a la mitad de la inversión total del conjunto de la planta solar-química. En el proyecto SOLZINC participaron PROMES-CNRS (Francia), Scan Arc Plasma Systems AB (Suecia), ZOXY Energy Systems AG (Alemania), el *Paul Scherrer Institute* (PSI), El *Institute of Energy Technology-ETHZ* (Suiza) y el *Weizmann Institute of Science* (Israel).

La síntesis solar de Zn y otros metales y semiconductores conlleva adicionalmente un ahorro del consumo eléctrico y de combustibles fósiles inherentes a otros métodos tradicionales de obtención (electrólisis), con la consiguiente reducción de las emisiones de CO₂ y otros gases contaminantes (CF₄, C₂F₆, etc.).

A nivel mundial, los centros más relevantes implicados en el desarrollo de este tipo de procesos son: La Plataforma Solar de Almería, el *Félix Trombe Solar Furnace Center* del IMP-CNRS (Odeillo, Francia), el *Paul Scherrer Institute* (PSI), El *Swiss Federal Institute of Technology-ETHZ* (Suiza), el *Weizmann Institute of Science* (WIS, Israel) y la *Australian University of Camberra* (ANU).

En el *Félix Trombe Solar Furnace Center* la investigación se centra en la síntesis de metales y semiconductores (reducción carbotérmica de sílice y de mezclas Al₂O₃-SiO₂-C), la síntesis de hidrógeno mediante descarbonización de combustibles fósiles (reformado de metano, reducción carbotérmica de ZnO y cracking de metano) y la síntesis de nanotubos. En el WIS la actividad se basa en procesos de reformado y cracking de metano, la electrólisis a alta temperatura de vapor de agua, así como en procesos de gasificación de la biomasa y síntesis de Zn y otros metales por reducción carbotérmica. En la ANU se hace especial hincapié en el proceso de disociación termosolar del amoníaco y en la gasificación del carbón. En el PSI se investiga acerca de la reducción térmica de sulfuros y ZnO, así como sobre la reducción carbotérmica del ZnO con metano (proceso "SynMet"). La actividad científica de la Plataforma Solar de Almería en este ámbito se comentará en los Apartados 3.2 y 4.2.1.

Por último, en todos los sistemas mencionados de concentración solar cabe señalar la intensa actividad de SUNLAB, colaboración entre los *Sandia National Laboratories* y el *National Renewable Energy Laboratory*, dos de los centros de investigación en energías renovables más significativos del gobierno norteamericano.

2.7.1.5 Sistemas de Hornos Solares.

Los hornos solares son sistemas basados en una doble concentración de la radiación solar, generalmente un campo de helióstatos y un disco, con lo que se han conseguido concentraciones por encima de los 10.000 soles.

Su desarrollo está aún a nivel de investigación. En Europa se cuenta con el horno solar de la PSA-CIEMAT (50 kW), PSI-Suizo (45 kW) y el DLR alemán (25 kW); a mayor escala destaca el que se encuentra en IMP-Odeillo con 1.000 kW de potencia y temperaturas máximas alcanzables de 3.800°C.

Su campo de aplicación comprende principalmente ensayos de materiales, tanto en condiciones ambientales como en atmósfera controlada o vacío, y experimentos de química solar mediante sistemas receptores asociados a reactores químicos.

Actualmente, se está diversificando el campo de aplicación de estos sistemas de alta concentración solar y se estudia el desarrollo de diferentes reactores que permitan el aporte de calor a procesos industriales y de eliminación de residuos que requieran elevadas temperaturas. Entre estos procesos cabe destacar los relativos a las diferentes rutas de producción de hidrógeno; de destoxificación de agua y aire, síntesis de metales y semiconductores (Zn, Ca, Fe, Na, Mn, Al-Si, etc.) y síntesis de otros materiales, como carburos y nitruros metálicos, y nanotubos de carbono. Al mismo tiempo, se están mejorando los sistemas de control de este tipo de sistemas de concentración solar para conseguir una mayor estabilidad de la temperatura y del flujo de radiación solar concentrada en el foco.

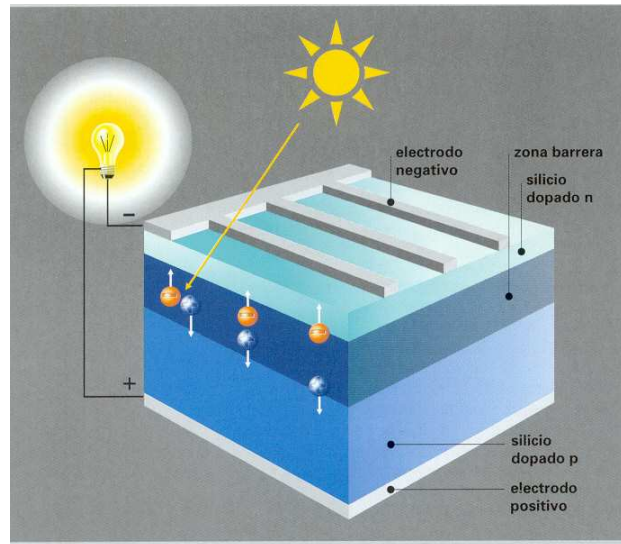
2.7.2 Energía Solar fotovoltaica.

Esta tecnología consiste en la transformación directa de la energía procedente del sol en energía eléctrica. Esta conversión eléctrica se basa en el efecto fotovoltaico, según el cual, al incidir la radiación solar sobre determinado tipo de materiales y bajo ciertas condiciones, se produce una corriente eléctrica continua. El dispositivo encargado de la transformación es la célula solar.

La célula consiste en una unión de semiconductores p-n. A causa de las estructuras atómicas de los elementos dopantes introducidos a cada lado de la unión, se tienen electrones libres en una parte (n) con capacidad para desplazarse, y posiciones libres o huecos en la otra (p) susceptibles de ser ocupados por aquellos. Debido a esta situación, se produce un movimiento de electrones hacia la parte en la que existen huecos libres. A causa de esto, la

parte n pierde electrones, mientras la p los gana, con lo que se produce un pequeño campo eléctrico en la unión p-n y, por tanto, una pequeña diferencia de potencial.

Figura 2-9. Efecto fotoeléctrico.



El principio de funcionamiento de este tipo de células consiste en que, la radiación solar incidente es absorbida por algunos electrones, que adquieren una energía suficiente para abandonar su posición de equilibrio y circular por un circuito exterior, debido a la diferencia de potencial creado por la unión pn. Tras circular por este circuito, al que se conectan los dispositivos de consumo o los acumuladores eléctricos, los electrones regresan finalmente de nuevo a la célula.

Los valores de tensión e intensidad en el punto de máxima potencia de una única célula solar comercial, se sitúan en torno a 0,6 V y 0,35 mA, respectivamente. Con el fin de aumentar estos valores a otros que sean más prácticos, se conectan las células en serie, presentándose al usuario final en forma de módulos fotovoltaicos.

Las aplicaciones de la energía solar fotovoltaica pueden ser muy variadas. Se suelen agrupar en aisladas o conectadas a la red eléctrica.

Una instalación aislada es aquella que suministra energía eléctrica a una carga no conectada a la red eléctrica. Debe disponer de un sistema de acumulación, dado que los momentos de producción no siempre coinciden con los de consumo. Este tipo de instalaciones se recomienda para consumos pequeños o moderados en lugares alejados de la red eléctrica.

Una instalación conectada a red consiste en su enganche directo a la red eléctrica, cediendo a ésta la energía sobrante y no consumida en cada momento.

El tiempo de vida de una instalación solar fotovoltaica se estima actualmente en 30 años. Es conveniente señalar que una célula solar se amortiza energéticamente en un período de entre 5 y 10 años según el lugar de ubicación. Es decir, durante este período la célula devolverá la energía que fue utilizada para su construcción.

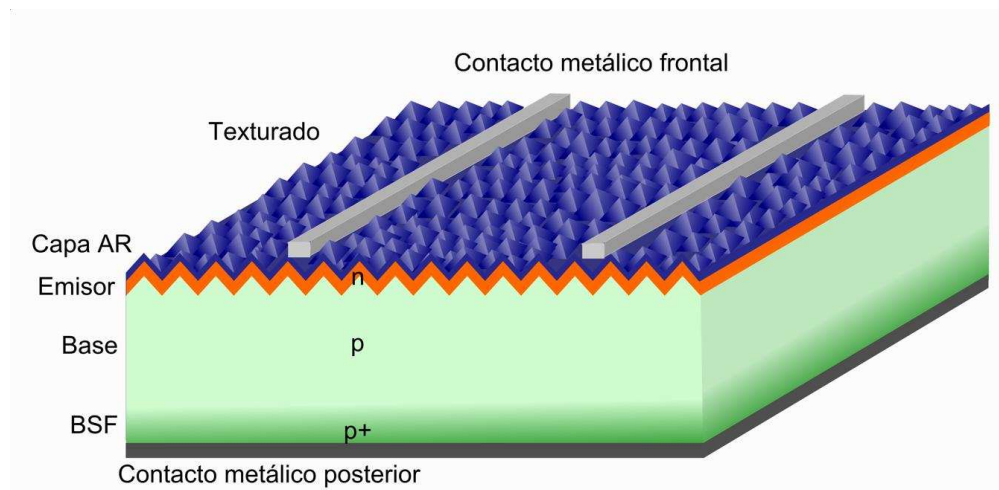
Actualmente coexisten una variedad de tecnologías fotovoltaicas con diferentes grados de madurez.

2.7.2.1 Tecnologías fotovoltaicas de silicio cristalino.

Ha sido y continúa siendo la tecnología fotovoltaica dominante. En la actualidad y a escala mundial, su cuota de mercado es más del 85% y la potencia instalada acumulada supera los 30 GW.

Dentro de esta tecnología se engloban el silicio monocristalino, en el que el material de partida es un único cristal de silicio, y el silicio multicristalino, formado por múltiples granos, cada uno con una orientación cristalográfica diferente. En ambos casos las obleas se obtienen a partir de lingotes, cuyo proceso de cristalización consume cantidades enormes de energía y es por tanto muy costoso, especialmente en el caso del silicio monocristalino. Una tercera vía, mucho menos explotada, es la del silicio de cinta (o **ribbon**), que se cristaliza directamente en láminas de las que pueden cortarse las obleas.

Figura 2-10. Célula industrial típica de silicio cristalino con estructura BSF.



El silicio multicristalino predomina hoy en día sobre el silicio monocristalino, ya que el proceso de cristalización es más económico. Aunque el material obtenido es de calidad inferior, las eficiencias de célula obtenidas actualmente sobre silicio multicristalino son sólo

ligeramente inferiores a las que se obtienen con silicio monocristalino. En el año 2010 se produjeron 14,4 GW de células de silicio multicristalino (lo que corresponde a un 45% del mercado fotovoltaico global) y 9,1 GW de células de silicio monocristalino (un 33% del mercado).

Figura 2-11. Célula de silicio cristalino con estructura PERL.

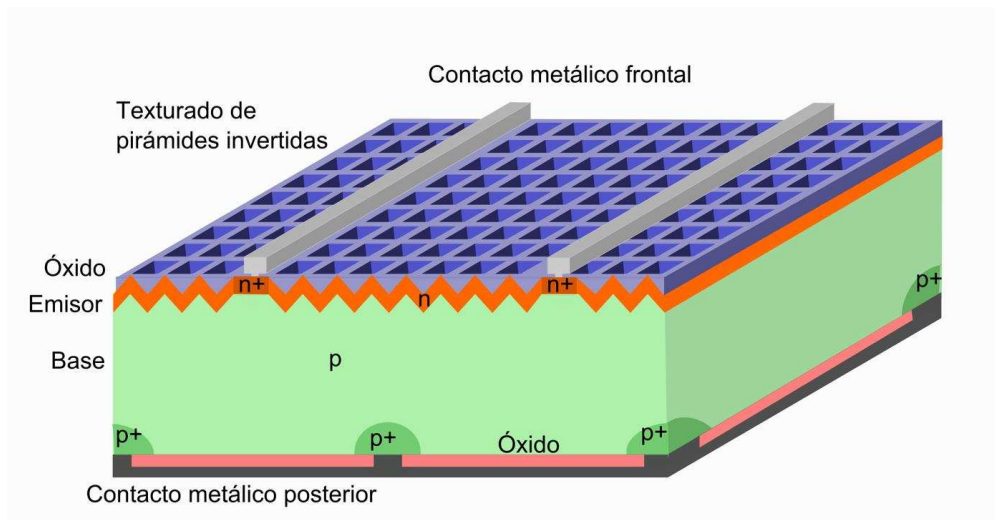
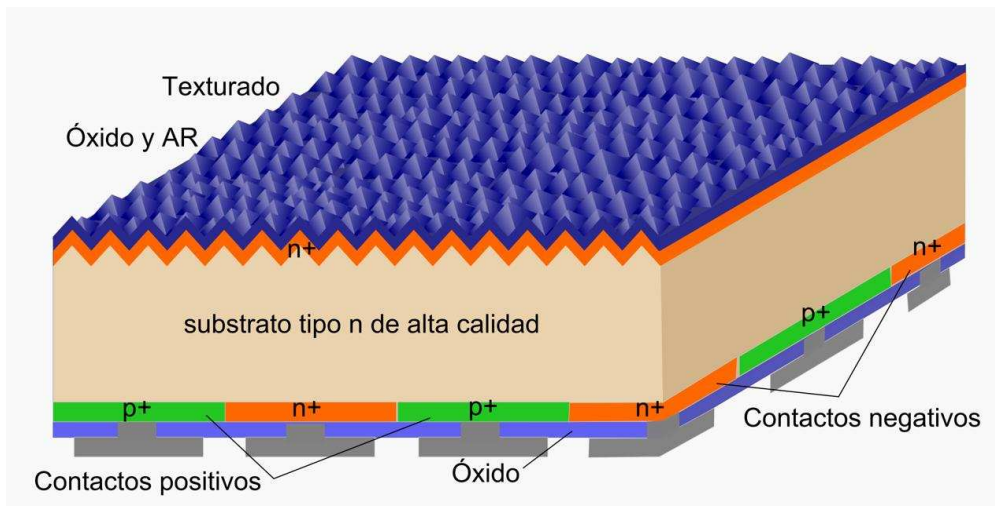


Figura 2-12. Célula de contacto posterior.



Las eficiencias máximas actuales para esta tecnología se encuentran cercanas del límite teórico de conversión para células de una unión p-n con gap de 1,1 eV, que es del orden de 33%. El record mundial lo tiene la célula con estructura PERL (Figura 2-11) desarrollada por la UNSW con una eficiencia del 25%. El record de eficiencia en módulo lo tiene la empresa americana Sunpower con su tecnología de **células de contacto posterior** (Figura

2-12), alcanzado eficiencias del 21.4% en el módulo. Las eficiencias típicas, a nivel de módulo comercial, son algo inferiores, estando en el rango 15-18% para los módulos de silicio monocristalino y 13-15% para los de silicio policristalino.

Tabla 2-8. Previsiones de eficiencia en porcentaje, de diversas células fotovoltaicas (2015)

Tecnología	2005	2010	2015
Silicio monocristalino	14 – 18	16 – 22	22-25
Silicio policristalino	13 – 16	16 – 18	20
Silicio de lámina fina	15 – 16	16 – 18	20
Célula de silicio con concentrador	24 – 36	28 – 34	38
Silicio amorfo (a-Si)	6 – 9	10 – 12	14
Diselenuro de Cu-In (CIS)	10 – 11	11 – 13	14
Teluro de cadmio (CdTe)	9 – 10	11	16
Film de silicio	10	14	16
α -Si en silicio monocristalino (HIT)	16 – 18	18 – 20	20

Fuente: *Energía, agua, medioambiente, territorialidad y sostenibilidad.*

2.7.2.2 Tecnologías fotovoltaicas de lámina delgada.

En contraposición a las tecnologías basadas en obleas, los módulos de lámina delgada se realizan creciendo o depositando directamente el semiconductor sobre un sustrato rígido o flexible que entrará a formar parte del módulo fotovoltaico. Se utilizan semiconductores con elevado coeficiente de absorción, de modo que es suficiente con unas pocas micras de material. Esto permite un proceso de fabricación mucho más económico, pues se utiliza una cantidad menor de materia prima, y se logra un mayor nivel de automatización. Además el consumo energético en la fabricación es mucho menor, lo que se traduce en tiempos de retorno energético más reducidos.

Las tecnologías de lámina delgada pueden ser de en telururo de cadmio (**CdTe**), silicio amorfo hidrogenado (**a-Si:H**), y diseleniuro de cobre-indio-galio (**CIGS**).

Los módulos de lámina delgada empiezan a cobrar fuerza en el mercado mundial de módulos fotovoltaicos a partir del año 2006, llegando en el año 2009 a superar el 15% del volumen de mercado. En el año 2010 se produjeron casi 1,5 GW de módulos de CdTe, 1,4 GW de módulos de silicio amorfo y 0,4 GW de módulos de CIGS. Según las previsiones de la Asociación de la Industria Fotovoltaica Europea (EPIA), estas tecnologías irán ganando terreno a las de silicio cristalino, alcanzado el 33% de la producción mundial en el año 2020.

1. Módulos de silicio amorfo hidrogenado (a:Si:H)

El silicio amorfo no presenta una estructura ordenada a nivel atómico y contiene un gran número de átomos con enlaces no saturados, que han de pasivarse con hidrógeno. Su fabricación es mucho más económica que la del silicio cristalino. Además, al tener un coeficiente de absorción 40 veces mayor que el silicio cristalino, basta con utilizar 1 micra de material para absorber el 90% del espectro utilizable. Esto significa que se puede reducir drásticamente el uso del material activo y, por tanto, el coste.

Además de la estructura más simple, que consta de una unión *p-i-n*, se fabrican módulos de a-Si con estructuras más complejas, utilizando varias uniones o bien una heterounión en la que se incluye en el dispositivo una capa de silicio microcristalino. A pesar de estos desarrollos, hoy en día los módulos de silicio amorfo presentan las eficiencias más bajas de las tecnologías fotovoltaicas comerciales, del orden de 5-7% para los a-Si de una unión, 7-8% los de multiunión, y 8-9% para el caso de a-Si de heterounión. El record actual de eficiencia en laboratorio es del 12%.

b) Módulos de telururo de cadmio

El telururo de cadmio es un material policristalino, es decir, formado por pequeños cristales de varias micras de tamaño. Su coeficiente de absorción es aún más elevado que el del silicio amorfo.

Los módulos de CdTe industriales presentan eficiencias en torno al 11%, aunque a nivel de laboratorio se ha llegado hasta el 16,7%. Al contrario que los módulos a-Si, no sufren mecanismos de degradación inicial por luz. El proceso de fabricación es sencillo y económico, y actualmente presenta los costes más bajos de todas las tecnologías comerciales de módulos fotovoltaicos.

El uso de Cd, material altamente tóxico, supuso inicialmente un impedimento al desarrollo de esta tecnología. Hoy en día, sin embargo, esto no se considera preocupante, pues mientras el Cd está integrado en el interior del módulo fotovoltaico, no se produce ningún tipo de emisión al medioambiente. Otra cuestión que amenaza el crecimiento de esta tecnología es la de la escasez de telurio. Se cree que las reservas existentes en la tierra son suficientes para permitir un crecimiento exponencial de esta tecnología, pero aún está por determinar si estas reservas serán fácilmente explotables, y cómo afectará su extracción al precio del telurio y de los módulos CdTe.

c) Módulos de CIGS

El diseleniuro de cobre-indio-galio (CIGS) es también un material policristalino. El CIGS presenta un coeficiente de absorción mayor aún que el del CdTe y el del a-Si, esto hace que se requiera muy poca cantidad de semiconductor para fabricar estos módulos.

Los módulos CIGS presentan los valores más altos de eficiencia de todas las tecnologías de lámina delgada. A nivel industrial, con este proceso se consiguen eficiencias superiores al 12%, habiéndose obtenido en el laboratorio valores de casi el 20%.

Sin embargo, el proceso de fabricación es complejo, lo que hace que hasta ahora esta tecnología no haya sido económicamente tan ventajosa como la del CdTe y el a-Si. Hoy en día se están desarrollando técnicas económicas de fabricación de módulos CIGS muy prometedoras, por lo que es posible que esta tecnología eleve su cuota de mercado en los próximos años.

2.7.2.3 Tecnologías fotovoltaicas III-V.

Los semiconductores III-V, como el arseniuro de galio (GaAs), están formados por un elemento de la columna III de la tabla periódica y un elemento de la columna V. Sus propiedades los hacen idóneos para la conversión fotovoltaica, permitiendo la fabricación de células de muy alta eficiencia, aunque a un coste muy elevado.

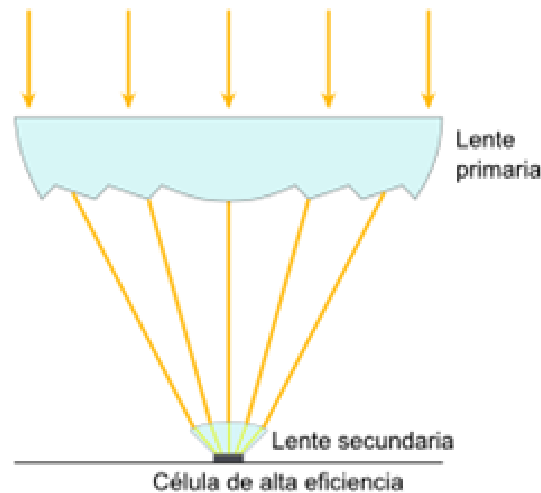
Las células basadas en semiconductores III-V han sido utilizadas tradicionalmente para el mercado de módulos fotovoltaicos espaciales. Durante décadas se ha investigado también su utilización en módulos fotovoltaicos para aplicaciones terrestres, mediante el uso de la **concentración fotovoltaica**. Se trata de encapsular estas células de muy alta eficiencia y área muy pequeña, en un sistema óptico que concentre la radiación solar que la célula recibe, incrementando la potencia generada de modo que los costes puedan reducirse y el sistema llegar a ser económicamente viable en instalaciones fotovoltaicas terrestres.

A menudo, los sistemas ópticos utilizados para concentrar la luz solar, tienen como requisito que ésta llegue al sistema con incidencia perpendicular. Esto implica, por un lado, que sólo aprovechan una porción de la radiación solar (aquella denominada **directa**, que proviene directamente del disco solar), y por otro, que requieren ser instalados en **sistemas de seguimiento solar**, de modo que en todo momento estén orientados al sol.

Hoy en día existen ya productos maduros a nivel comercial y se han instalado las primeras plantas fotovoltaicas con tecnología III-V y concentración. Aunque el volumen de

mercado es aún inferior al 1%, las expectativas de la EPIA son que esta tecnología y el resto de tecnologías emergentes, lleguen al 6% del mercado global en el año 2020.

Figura 2-13. Esquema de funcionamiento de la concentración fotovoltaica.



Actualmente las células III-V se suelen fabricar en configuración de multiunión. Las células solares, en función de las propiedades del semiconductor con que estén hechas, aprovechan solamente una región del espectro de la luz incidente. Las células de multiunión están formadas por varias células “apiladas” unas encima de otras, de modo que cada una de ellas se optimiza para absorber una región del espectro. La primera célula ha de tener la energía del gap más grande, y absorberá sólo los fotones de más alta energía, dejando pasar el resto, que serán absorbidos en las células sucesivas, siempre con energía del gap decreciente. Con esta tecnología ya se han alcanzado eficiencias superiores al 40%, con una concentración en torno a los 400 soles (es decir, una irradiancia de 400 kW/m²). A nivel comercial las eficiencias típicas del módulo de concentración están en el rango 20-25%.

2.7.2.4 Tecnologías orgánicas y fotoelectroquímicas.

- Células orgánicas.

Son aquéllas en la que al menos una de las capas está formada por un material orgánico semiconductor, como puede ser una molécula o un polímero. El material orgánico es muy sensible a la luz. Al absorber un fotón, se crea un par electrón-hueco. Sin embargo, en el material orgánico el par se mantiene unido, formando lo que se denomina un *excitón*, por lo que no puede contribuir fácilmente a la corriente eléctrica. Para poder separar el electrón del

hueco y generar cargas libres, es necesario crear una unión con un segundo material, que se denomina *acceptor*, de forma que se genere un campo eléctrico. El material aceptor puede romper el excitón y recoger el electrón, de forma que pueda fluir por el circuito externo hasta volver al material orgánico inicial, que se denomina *donante*, completando así el circuito.

Los materiales orgánicos presentan numerosas ventajas, como su alto coeficiente de absorción, que implica que el consumo de materiales sea muy bajo, la posibilidad de ajustar las energías de gap introduciendo diferentes impurezas en el material, y un proceso de fabricación de muy bajo coste. Las células orgánicas pueden fabricarse mediante técnicas como la inyección de tinta, la serigrafía o el spin-on, que tienen lugar a temperatura ambiente. Estos procesos permiten líneas de fabricación *roll-to-roll* en el que en el nivel de automatización es muy elevado.

Sin embargo, las eficiencias alcanzadas hoy en día con esta tecnología son aún muy bajas. A nivel comercial se encuentran en el rango 2-5%, aunque en laboratorio se ha alcanzado el record de eficiencia del 8,3%. Por otro lado, estas células presentan también problemas de estabilidad. A pesar de esto, en el año 2009 se produjeron 5 MW de módulos con esta tecnología, principalmente para aplicaciones de consumo (como mochilas, cargadores de teléfonos, etc.). Los fabricantes han anunciado que esperan producir más de 1 GW en el año 2012.

- *Células fotoelectroquímicas.*

Las células fotoelectroquímicas, también llamadas de tinte sensibilizado (*dye sensitised*) o de Graetzel, tienen un mecanismo de funcionamiento similar a la fotosíntesis. En este caso se utiliza un material poroso como el TiO_2 , recubierto por un tinte sensible a la luz, como puede ser el rutenio o la clorofila. La placa de TiO_2 impregnada en tinte se pone en contacto con un electrolito como el yoduro. Cuando la luz incide sobre el tinte, es absorbida, excitando electrones que pueden pasar directamente a la banda de conducción del TiO_2 y de ahí pasar al contacto exterior. El tinte recupera el electrón cedido tomándolo del electrolito y así se regenera. Cuando el electrón regresa del circuito exterior repone las cargas en el electrolito.

El record de eficiencia con esta tecnología está actualmente en el 10,4%, aunque a nivel comercial las eficiencias están en el rango 3-6%. En el año 2009 se produjeron 30 MW de módulos con tecnología fotoelectroquímica y el objetivo para el año 2012 es de 200 MW.

2.7.2.5 Nuevos conceptos de conversión fotovoltaica.

En la línea de maximizar la eficiencia de conversión, existen varias tecnologías que están actualmente a nivel de investigación fundamental o fabricación de primeros prototipos. Entre ellas destacan las siguientes:

- *Células solares de banda intermedia.*

Estas células están formadas por un material que contiene una o varios niveles energéticos adicionales entre la banda de valencia y la banda de conducción, que permiten la absorción de fotones con energías inferiores a la del gap, sin introducir centros de recombinación adicionales. De esta forma se incrementa la fotocorriente sin degradar el voltaje. El límite teórico de eficiencia para estas células es del 63%.

El mayor reto de esta tecnología actualmente es su implementación práctica, pues los materiales utilizados pueden contener numerosos defectos lo que reduce la movilidad de los portadores de carga.

- *Células de portadores calientes o “hot carriers”.*

Estas células persiguen extraer los electrones que han absorbido fotones de energía superior a la del gap, antes de que su energía decaiga al fondo de la banda de conducción (proceso denominado termalización). Esto puede conseguirse retrasando el decaimiento de los electrones o bien mediante contactos de energía selectiva. El límite teórico de eficiencia para estas células es de 86,8%. Sin embargo, su implementación práctica es difícil.

- *Convertidores Up y Down.*

Los fotones de alta energía son convertidos en varios fotones de energía más cercana al gap del semiconductor, de modo que su aprovechamiento es máximo. Los fotones de baja energía se convierten en fotones de mayor energía de forma que puedan ser absorbidos. La implementación práctica de esta tecnología es también difícil.

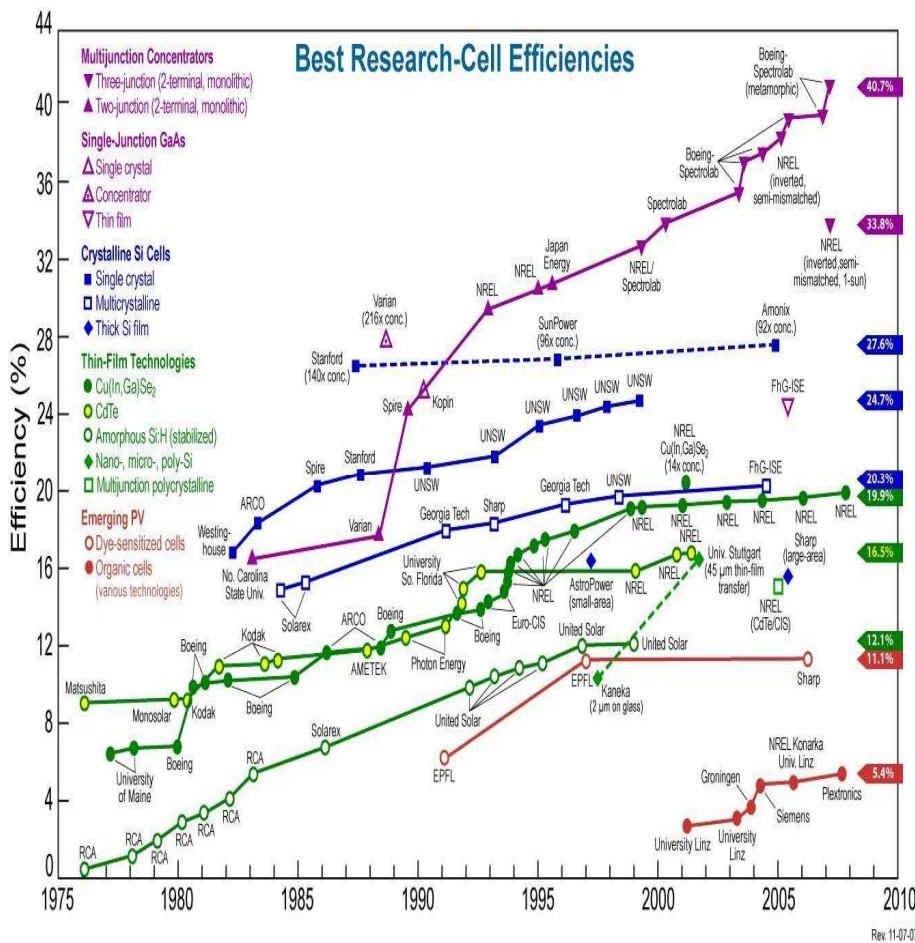
2.7.2.6 Tecnologías avanzadas de lámina delgada (inorgánica y orgánica).

Por otro lado, en la vía de abaratamiento de costes de producción, hay varias líneas de investigación en curso. Entre ellas destacan las tecnologías avanzadas de lámina delgada con materiales inorgánicos, como por ejemplo el CIS flexible o las células de silicio policristalino en lámina delgada. También están tomando importancia los desarrollos realizados en la tecnología orgánica nanoestructurada, que permite maximizar el área de la unión aceptor-donante incrementando de forma significativa la eficiencia de estos dispositivos.

Tabla 2-9. Resumen de tecnologías fotovoltaicas.

Tecnología	Eficiencia máxima	Eficiencia típica	Ventajas	Desventajas
Silicio monocristalino	21 – 25%	14 – 16 %	Altas eficiencias, tecnología madura, experiencia	Costes elevados
Silicio multicristalino	17,5 – 20,4 %	13 – 15 %		
Lámina delgada	11,9 %	5 – 9 %	Proceso económico, material no tóxico y abundante	Eficiencia baja, degradación Staebler – Wronski
Lámina delgada CdTe	16,7 %	11 %	Eficiencia media, proceso maduro y bajo coste	Toxicidad del Cd. Escasez del Te
Lámina delgada CIGS	19,6 %	10 – 12,5 %	Buenas eficiencias	Proceso complejo y caro
III-V	42,3 %	20 – 25 %	Eficiencias muy elevadas	Necesidad de concentración y seguimiento solar.
Orgánica	8,3 %	2 – 5 %	Gran potencial de reducción de costes	Eficiencia muy baja y estabilidad limitada
Electroquímica	10,4 %	3 – 6 %		

Figura 2-14. Evolución de las eficiencias de las distintas tecnologías fotovoltaicas.



Fuente: OPEX-Energy.

Tabla 2-10. Principales instalaciones solares españolas.

Central	Localidad	Potencia (MW)
P.FV. Olmedilla de Alarcón	Olmedilla de Alarcón (Cuenca)	60
P.FV. Puertollano	Puertollano (Ciudad Real)	57,6
P.S.FV. La Magascona y La Magasquilla	(Cáceres)	34,5
P.S. Arnedo	Arnedo (La Rioja)	34
P.S. Osa de la Vega	Osa de la Vega (Cuenca)	30
P.S. "SPEX"	Mérida (Badajoz)	30
P.FV. Casas de los Pinos	(Cuenca)	28
P.S. Fuente Álamo	Fuente Álamo (Cuenca)	26
P.FV. Lucainena de las Torres	(Almería)	23,2
P.FV. Abertura Solar	(Cáceres)	23,1
P.S. Hoya de los Vicentes	Jumilla (Murcia)	23
Huerta Solar Almaraz	(Cáceres)	22,1
P.S. El Coronil	(Sevilla)	21,5
P.S. Calaverón	(Albacete)	21,2
P.S.FV. Calasparra	Calasparra (Murcia)	20
P.FV. Beneixama	(Alicante)	20
P.S. El Bonillo	(Albacete)	20

Fuente: Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, 2009

2.8 Aprovechamiento de biomasa y residuos.

El término biomasa comprende el conjunto de materiales orgánicos que proceden de la fotosíntesis, así como aquellos que han evolucionado a partir de ésta. Por energía de la biomasa se entiende el uso para fines energéticos de dicha materia, como fuente de calor, generación de electricidad, energía mecánica, etc.

La biomasa puede tener un origen muy diverso:

- Residuos agrícolas y forestales: leñas, restos de podas, siegas y limpieza de montes, ...
- Residuos industriales: restos de carpintería, licores negros, residuos de la industria cárnica, ...
- Residuos animales: purines, estiércol, ...
- Residuos sólidos urbanos (RSU) y aceites vegetales usados.

- Cultivos energéticos: cultivos de plantas de crecimiento rápido destinados únicamente a la obtención de energía o como materia prima para la obtención de otras sustancias combustibles (biocombustibles).

La biomasa fue, sin duda, la primera fuente energética utilizada por el ser humano. El descubrimiento del fuego marcó un hito en su historia, produciendo una serie de cambios significativos a todos los niveles y fue un punto de inflexión en la evolución de la humanidad. Aunque la combustión directa de la biomasa pueda parecer en desuso, su utilización en la actualidad sigue siendo significativa y representa por término medio hasta el 5% de las necesidades energéticas en los países industriales, llegando a alcanzar cotas del 95% en algunos países en vías de desarrollo.

Sólo una pequeña parte se utiliza para generar electricidad, normalmente mediante sistemas de cogeneración, sobre todo en las industrias del papel y de la madera.

Además de la combustión directa de la biomasa, se suele recurrir a algunos procesos de transformación que la hacen apta para cubrir diversas aplicaciones, ya que por su baja densidad energética y alto contenido en humedad no es adecuada para la sustitución de los combustibles fósiles en muchos casos. Para ello se recurre a procesos termoquímicos, bioquímicos y de extracción directa.

Los **procesos termoquímicos** son aplicados a los tipos de biomasa con un grado reducido de humedad, como la madera, serrín, cáscaras, paja, etc.. Consiste, básicamente, en el calentamiento de la biomasa en presencia de cantidades reducidas de oxígeno o aire (proceso de gasificación) dando lugar a una combustión incompleta, bien a temperaturas altas y obteniendo gas de síntesis o gas pobre, bien a temperaturas reducidas, obteniendo carbón vegetal. Asimismo, el calentamiento de la biomasa en ausencia total de aire (proceso de pirólisis), da lugar a la obtención de combustibles líquidos, gaseosos o sólidos.

Los **procesos bioquímicos** suelen ser aplicado a los tipos de biomasa con un grado elevado de humedad, como las plantas acuáticas, residuos ganaderos, estiércol, caña de azúcar, etc.. Consisten básicamente en dos técnicas. La primera de ellas es la fermentación para la producción de etanol y la segunda es la digestión anaerobia a temperatura ambiente para la producción de gas metano.

Los **procesos de extracción directa** se basan en el metabolismo de diversas especies vegetales, que producen hidrocarburos o compuestos hidrogenados con un elevado poder calorífico, tras someterles a un tratamiento con acetona u otros disolventes similares.

En definitiva, la biomasa constituye una fuente de energía muy versátil, que se puede utilizar en estado sólido o bien transformar en combustibles gaseosos o líquidos, con una variedad de aplicaciones que comprenden desde la generación de calor y vapor, de electricidad, ..., a la de combustible para el transporte.

Tabla 2-11. Principales características de la biomasa.

BIOMASA	
<p>Principio de funcionamiento Consiste en la extracción de energía (mecánica, eléctrica, calor, ...) a partir de materiales orgánicos que proceden en su origen de la fotosíntesis, mediante diversos métodos: combustión, fermentación, etc.</p>	<p>Rendimiento energético Muy variable, en función del proceso al que es sometida la biomasa y de su transformación en energía final.</p>
Aplicaciones	
<ul style="list-style-type: none"> • Producción de calor (leña, combustión en calderas de calefacción, etc.), tanto en el sector doméstico como en el industrial. • Generación de electricidad y, de manera más eficiente, de electricidad y calor de forma conjunta. • Producción de biocombustible para la automoción, generalmente mezclados con otros combustibles de origen fósil. • Eliminación “útil” de los residuos que ocupan espacio. • En industrias químicas, etc. 	
<p style="text-align: center;">Ventajas</p> <ul style="list-style-type: none"> • La biomasa es un sistema de acumulación de energía en sí mismo. Permite su uso en cualquier instante. • Posibilidad de transformarse en un combustible líquido o gaseoso, además de sólido. • Disminuye las emisiones debidas a los residuos animales. • Fomenta la actividad rural y contribuye a la disminución de la desruralización. 	<p style="text-align: center;">Inconvenientes</p> <ul style="list-style-type: none"> • Distribución dispersa e irregular que dificulta su recolección, transporte y posterior transformación. • Transporte de volúmenes elevados, con grandes contenidos de agua (sin aporte energético, pero sí de peso).
Impacto en el medio ambiente	
<p>El impacto medioambiental neto de la biomasa es positivo, dado que, en términos generales, el CO₂ emitido en su combustión es inferior al absorbido durante su ciclo de vida.</p>	
Grado de madurez tecnológico	
<p>Depende en gran medida del proceso de transformación energético. En el caso de la combustión, los sistemas están en estado de desarrollo avanzado, si bien se continúa investigando en procesos de combustión, materias primas (o mezclas de éstas) más eficientes. Asimismo, se sigue investigando en los procesos de fabricación de combustibles líquidos, aunque ya existen plantas de producción comerciales.</p>	
Consideraciones económicas.	
<p>Las causas principales del precio relativamente elevado de la energía de la biomasa son la dispersión de ésta, así como su baja concentración energética, necesitando de grandes extensiones para su explotación en gran escala y de su transporte hasta el centro de procesamiento</p>	
<p>Fuente: <i>Modelos energéticos para España: necesidades y calidad de vida. 2004.</i></p>	

La generación de energía eléctrica con biomasa se puede realizar:

- Con biomasa leñosa procedente de cultivos energéticos.
- Con biomasa leñosa residual. Residuos de monte y de industrias forestales.
- Con cultivos energéticos de biomasa herbácea.
- Con residuos de biomasa herbácea (procedentes de cultivos tradicionales).

- Con residuos de la industria alimentaria.
- A partir de biogás procedente de:
 - Residuos ganaderos.
 - Lodos de las estaciones depuradoras de aguas residuales (EDAR).
 - Residuos biodegradables de instalaciones industriales (cervecera, azucarera, conservera, alcoholera, de derivados lácteos, oleícola, alimentaria o papelera).
 - Fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos (RSU).

La utilización de la cogeneración para el tratamiento de purines de cerdo, de vaca o de otros animales está adquiriendo una gran importancia en nuestro país. Estos desperdicios, que en España contaminan el equivalente a 45 millones de habitantes/año, son un grave problema ecológico, ya que inutilizan los acuíferos y contaminan la atmósfera con metano y amoníaco. Su acumulación puede convertirse, además, en un problema debido a su carácter tóxico. La cogeneración puede ser una alternativa para la gestión de estos residuos. La energía y el calor producido por los motores evaporan y secan estos purines, eliminando sus elementos contaminantes, y los convierte en un compuesto para la fabricación de abono orgánico. La energía sobrante puede ser vendida a la red eléctrica.

Un proceso muy parecido al usado para el tratamiento de purines es el utilizado para el tratamiento de aguas residuales y para la gestión de otro tipo de desperdicios orgánicos producidos, por ejemplo, por las industrias azucarera y papelera, o las destilerías.

Una de las aplicaciones más populares de la cogeneración es el aprovechamiento energético del gas de vertedero de RSU. La descomposición anaerobia de la materia orgánica por la acción de microorganismos comienza a los pocos meses de que la basura sea depositada en los vertederos. El resultado de este proceso natural es un gas compuesto por metano (alrededor del 50%), CO₂ y nitrógeno.

Uno de los problemas de los vertederos es la acumulación del biogás que se genera de forma natural durante la descomposición de residuos orgánicos, lo que provoca contaminación y malos olores. La captación del biogás del vertedero se hace mediante una serie de pozos y un sistema de canalizaciones. Este gas es sometido a un proceso de deshumidificación y usado en motores generadores para producir electricidad que, habitualmente, se vende a la red eléctrica, o bien puede tener otros usos como la de servir de alimentación para hornos incineradores.

Además de ser una solución muy atractiva comercialmente, ayuda a gestionar unos residuos que, de otro modo emitirían malos olores y cantidades importante de metano, de manera que así se logra evitar su vertido a la atmósfera.

2.9 Centrales geotérmicas.

Consiste en el aprovechamiento de la energía térmica que se encuentra en el interior de la tierra. Dicha energía procede del calor que se originó en los inicios de la formación del planeta y del procedente de la desintegración radiactiva de elementos fisionables, básicamente ^{232}Th , ^{235}U , ^{238}U y ^{40}K , que tienen lugar en su interior y que desprenden energía térmica.

Algunas de las manifestaciones de la energía térmica son muy conocidas, como los volcanes o los géiseres, o las aguas termales, cuya energía es utilizada por el hombre desde hace miles de años.

La esencia de un yacimiento geotérmico consiste en la existencia de una fuente de calor bajo la superficie terrestre, cubierta por una formación de rocas impermeables que recubre el foco calorífico e impide el rápido enfriamiento de éste. Se puede distinguir entre dos tipos principales de zonas térmicas. En primer lugar, las hidrotérmicas, que son aquellas que contienen agua almacenada en las proximidades de la fuente calorífica; y, en segundo lugar, los sistemas de roca caliente, que no cuentan con un fluido próximo al foco calorífico.

Para la extracción de la energía térmica contenida bajo la superficie es necesario recurrir a algún fluido que lo transporte desde allí al lugar de utilización. En el caso de las explotaciones hidrotérmicas, se realiza una perforación para acceder a la zona en la que está el agua a una temperatura elevada, que fluye hasta el exterior debido a la alta presión a la que también se encuentra. En el caso de los sistemas de roca caliente, tras realizar la perforación hasta el foco caliente, se inyecta agua fría desde el exterior, que se calienta a su paso por dicho foco, recogiendo parte de la energía térmica emitida por éste y transportándolo hasta el exterior.

Si bien existe una gran relación entre la profundidad y la temperatura, ésta depende también de otras variables, como la presencia de formaciones magmáticas próximas a la superficie terrestre y, además, según la aplicación final, no siempre es deseable una temperatura lo más elevada posible.

A escala planetaria, la energía geotérmica es el recurso energético más grande que existe. Aunque la Tierra se enfría, pues evacúa más calor que el que produce, el ritmo de ese

enfriamiento es de unos 130°C cada mil millones de años. A causa de la lentitud de mecanismo de difusión térmica, la Tierra está perdiendo hoy en superficie el calor que ella misma produjo en el pasado.

El calor de la Tierra es ilimitado a escala humana y estará disponible muchos años en sus yacimientos para las generaciones futuras, siempre que la explotación de los recursos geotérmicos se haga de forma racional.

Por lo que respecta a la vida de las explotaciones, entre 20 y 40 años, se debe tener en cuenta que el calor está siempre contenido en la roca o en el terreno. Si el medio de extracción es agua subterránea, ésta se renueva de forma natural por recarga con aguas superficiales o por inyección artificial del subsuelo. Si se emplean sondas geotérmicas con circulación de un fluido en circuito cerrado, el subsuelo se enfría algunos grados respecto a la temperatura inicial. Si la sonda geotérmica está correctamente dimensionada, el flujo de calor compensa parcialmente esa disminución de temperatura durante el período de reposo estival, o al invertir el sentido de funcionamiento y transportar calor desde la vivienda unifamiliar o edificio que se quiere refrigerar hasta el subsuelo.

El calor transportado por el fluido (agua con sales y otros elementos disueltos o en suspensión en general) hasta la superficie puede ser aprovechado como tal, en forma de calor, o para la generación eléctrica, en función de su temperatura, necesidades, etc.. En el caso de la producción de electricidad, la temperatura del fluido caloportador ha de ser suficiente como para la producción de vapor de agua. Éste será posteriormente expandido en una turbina, que mueve el eje de un generador eléctrico. El rango típico de temperaturas del vapor se sitúa en torno a los 250 °C.

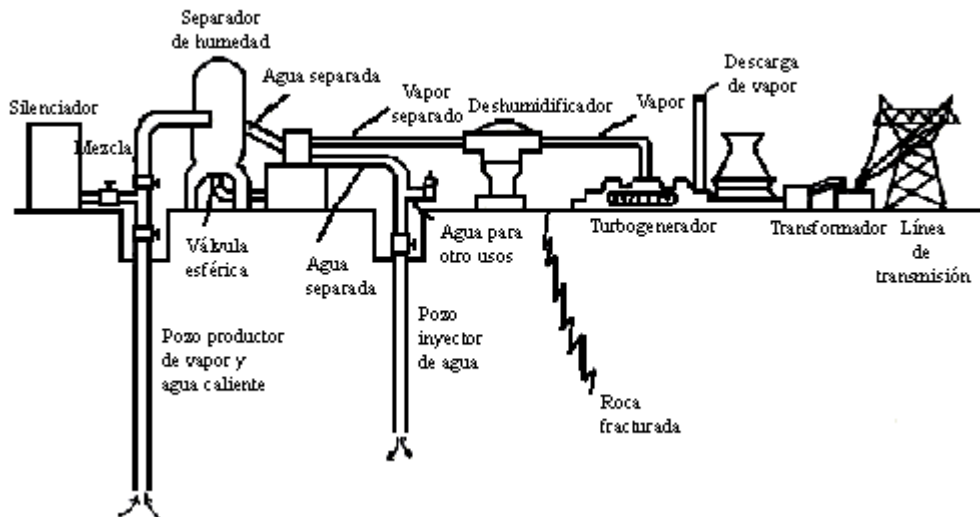
En este tipo de aplicaciones son muy importantes tanto la etapa inicial de filtrado y separación del vapor de agua, como la reinyección del agua extraída del yacimiento geotérmico para la renovación de éste.

No obstante, incluso cuando la temperatura del agua no es suficiente para producir una cantidad de vapor suficiente en un tiempo razonable (por ejemplo del orden de los 150 °C), ésta puede ser empleada para calentar otro fluido en un intercambiador con una temperatura de vaporización menor, que será expandido en la turbina y condensado posteriormente completando el ciclo.

Una de las ventajas esenciales que presenta esta fuente de energía frente a otras también renovables como la eólica o la solar, es su carácter continuo, al depender estas últimas de la formación de corrientes de aire o de una radiación suficiente.

No obstante, hay que tener en cuenta que su impacto ambiental no es nulo. Así, el agua y/o el vapor procedente de estos yacimientos puede venir acompañado de gases como CO₂, de arsénico o antimonio (que pueden contaminar aguas próximas), así como de compuestos derivados del azufre, como puede ser el ácido sulfhídrico.

Figura 2-15. Esquema de central geotérmica.



El rendimiento de estas instalaciones es muy variado, ya que depende de muchos factores. En el caso del aprovechamiento eléctrico, la eficiencia es función de la temperatura del fluido, que marcará el rendimiento del ciclo termodinámico, así como del posible uso posterior del calor residual del proceso.

2.10 Centrales mareomotrices.

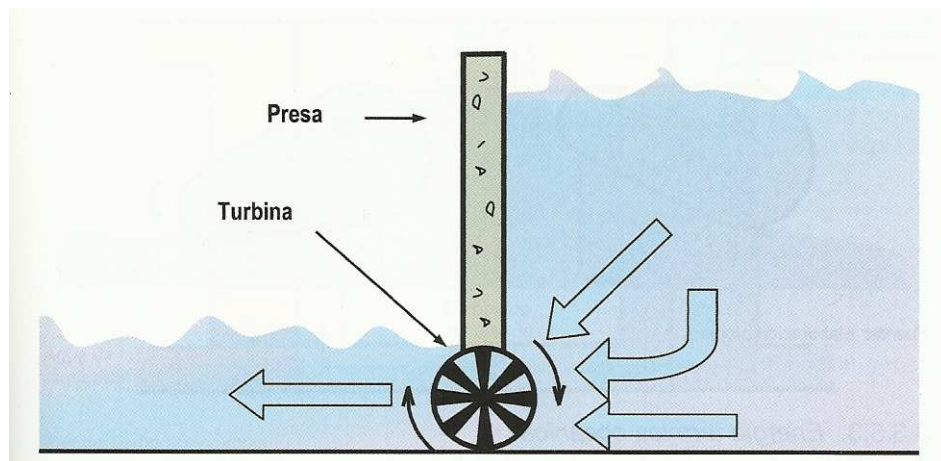
En este caso, el fenómeno susceptible de ser aprovechado energéticamente son las mareas. Éstas se originan por la atracción que gravitatoria que ejercen el Sol y la Luna sobre las aguas del mar y que ocasionan una variación del nivel del mar.

En realidad, el número de emplazamientos susceptible de ser explotados energéticamente es reducido, ya que sólo se puede hacer cuando la diferencia de alturas entre la pleamar y la bajamar es considerable.

El funcionamiento consiste en la captación del movimiento natural del agua, que da lugar a la mencionada variación de nivel, lo que conlleva una variación en la energía potencial. Se recurre a la construcción de diques a la entrada de una bahía, con unas compuertas que permiten el paso del agua hacia el interior cuando sube la marea. Dichas compuertas se cierran cuando la marea comienza a bajar. Después de un cierto tiempo en que el desnivel a lados distintos de la presa es significativo, el agua embalsada pasa a través de unas turbinas que mueven los oportunos generadores eléctricos.

El aprovechamiento puede ser realizado en ambos sentidos; es decir, tanto cuando sube la marea, como cuando baja.

Figura 2-16. Esquema de una instalación para el aprovechamiento de la energía mareomotriz.



2.10.1 Centrales de simple efecto.

Se dispone de un embalse único. El llenado se efectúa con las compuertas abiertas y el vaciado con paso por turbina. Cuando sube la marea se abren las compuertas y el embalse se llena. Cuando comienzan a bajar la marea se cierran las compuertas y se espera un tiempo, del orden de 3 horas, para alcanzar una diferencia de nivel adecuado entre el mar y el embalse. Seguidamente, durante 5 ó 6 horas se hace pasar el agua por las turbinas, generando energía eléctrica.

2.10.2 Centrales de doble efecto.

La generación de energía se efectúa con ambas mareas, lo que exige que las turbinas operen eficazmente con un determinado caudal de agua en cualquier dirección, funcionando tanto durante el llenado como durante el vaciado del embalse.

La energía utilizable es menor debido a que las diferencias de niveles entre el embalse y el mar son menores que en los ciclos de simple efecto, reduciéndose el rango de variación del nivel embalsado y disminuyendo también el rendimiento, al no ser posible optimizar las turbinas y el caudal. Aún así, el factor de utilización de la planta es mayor, lo que proporciona un 18% más de energía que en la técnica de simple efecto.

Los tiempos de funcionamiento son del orden de 6 a 7 horas por marea, lo que supone entre 12 y 14 horas diarias de generación de energía, con tiempos de espera entre 2 y 3 horas por marea.

2.10.3 Acumulación por bombeo.

Generan energía con ambas mareas y disponen de algún tipo de almacenamiento por bombeo, lo que obliga a utilizar turbinas que sean capaces de funcionar tanto como turbinas como bombas. El nivel de generación y la flexibilidad operativa se mejoran, lo que proporciona una mayor eficiencia económica, es decir, permiten un aprovechamiento más racional y rentable de la central, pudiendo llegar el aumento en la generación al 10 %.

El sistema de bombeo-turbinado permite aumentar la generación en función de las necesidades de la red eléctrica, ya que como bomba pueden impulsar al embalse entre 1 y 2 m por encima del nivel de la pleamar, altura que en el turbinado directo se transforma en 6 o más metros, con la consiguiente ganancia de potencia.

2.11 Aprovechamiento undimotriz.

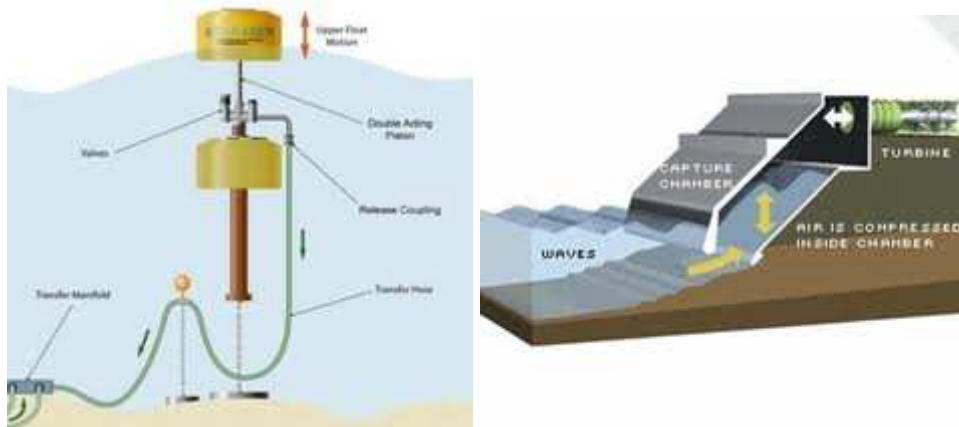
Esta tecnología procura aprovechar la energía cinética de las olas de la superficie de los mares, que son provocadas por la fuerza del viento.

A diferencia de las mareas, el movimiento de las olas es completamente aleatorio, resultando imposible predecir el espacio de tiempo entre dos olas consecutivas, así como la variación de amplitud de las mismas. No obstante, se han realizado estudios sobre el potencial de olas en diversas zonas, que han dado lugar a mapas en los que aparecen las potencias medias disponibles. En cualquier caso, hay que tener presente que estos valores se reducen considerablemente en las proximidades de la costa.

Los dispositivos capaces de convertir este movimiento en energía son muy diversos. Una primera clasificación se encuentra atendiendo a su comportamiento dinámico, distinguiéndose los sistemas activos y los pasivos. Los sistemas activos son aquellas

estructuras flotantes que oscilan al compás de las olas, extrayendo energía del movimiento relativo de las partes que la componen. Los sistemas pasivos se constituyen por las estructuras que se fijan al fondo marino o a la costa y que extraen la energía directamente del movimiento de las partículas del fluido.

Figura 2-17. Esquemas de posibles aprovechamientos undimotrices.



Otra clasificación, divide a los sistemas en:

- *Terminadores:* son aquellos que se sitúan perpendicularmente a la ola y que pretenden extraer la mayor parte de su energía de una sola vez, extinguiéndola o parándola por completo.
- *Atenuadores:* son aquellos que se sitúan en paralelo a la dirección de propagación de la ola, con el objeto de absorber progresivamente la energía de ésta, atenuándola progresivamente.
- *Absorbedores puntuales:* Son sistemas, generalmente de revolución, a los que resulta indiferente la dirección de propagación de la ola. Son capaces de extraer energía no sólo de la ola incidente, sino también de un entorno más o menos amplio.

2.12 Energía térmica oceánica.

Consiste en la generación de electricidad a partir de la diferencia de temperaturas entre la superficie, que está más caliente debido a la radiación solar que recibe, y las profundidades de los océanos.

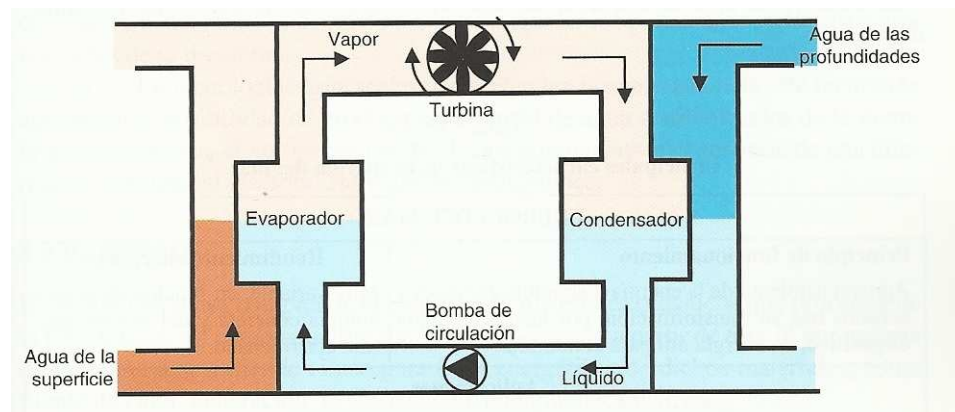
El fundamento de funcionamiento es el mismo que el de las centrales térmicas convencionales. Se extrae energía a partir de la diferencia de temperaturas entre un foco caliente y un foco frío. La particularidad está, por una parte, en el emplazamiento (flotantes en

el mar), y sobre todo en el reducido salto térmico. En las zonas más favorables, que suelen ser las próximas al ecuador, dicha diferencia puede situarse en torno a los 25 °C.

En la actualidad, se estudian dos tipos de sistemas: cerrados o abiertos. Los sistemas de ciclo cerrado utilizan el agua caliente superficial para evaporar un fluido intermedio con una temperatura de ebullición muy baja, que se expande en una turbina, condensándose después gracias al agua fría procedente de las profundidades y completando de este modo el ciclo. Por su parte, los sistemas abiertos utilizan como fluido de trabajo el agua superficial caliente, que se evapora, expande y condensa a bajas presiones, conseguidas mediante bombas de vacío. Estos últimos sistemas tienen la ventaja adicional de producir agua desalinizada.

La principal dificultad de estos sistemas reside en la construcción e instalación del sistema de aspiración del agua fría.

Figura 2-18. Esquema de una central térmica oceánica de circuito cerrado.

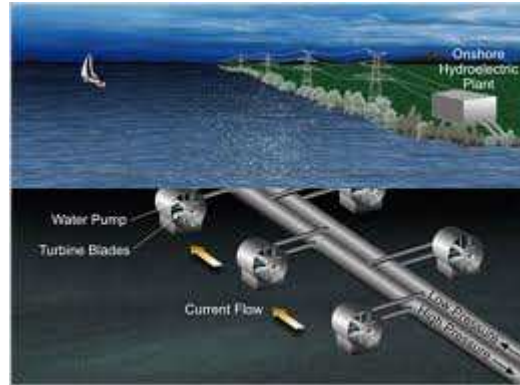


2.13 Energía de las corrientes.

Se basa en el aprovechamiento del desplazamiento de grandes cantidades de agua debido a las corrientes oceánicas, cuya velocidad alcanza, en ciertos emplazamientos, un valor suficientemente elevado como para ser posible su explotación y conversión en energía eléctrica, por medio de dispositivos sumergidos apropiados. Dicha condición suele darse con mayor intensidad en las proximidades de los cabos, así como en los estrechos.

La tecnología de producción eléctrica no difiere mucho de las empleadas para la explotación de otros recursos, como, por ejemplo, los generadores eólicos; si bien, las turbinas y los perfiles de las palas deberán adaptarse a las nuevas condiciones de trabajo, sumergidos en un fluido mucho más denso que el aire.

Figura 2-19. Esquema de aprovechamiento de las corrientes marinas.



Una de las mayores dificultades de estos sistemas reside en las enormes fuerzas de empuje que han de resistir para no ser arrastrados por la corriente de agua.

2.14. Gradiente salino.

Consiste en la utilización de la energía química que puede ser aprovechada debido a las diferencias de concentración de sales en el agua marina a distintas profundidades, o bien entre el agua de mar y de los ríos.

El principio de funcionamiento es la separación, por medio de una membrana semipermeable, de dos fluidos con distinto grado de concentración salina. Esta situación da lugar a un movimiento natural de moléculas de agua hacia la disolución con mayor concentración de sales, tendente a igualar los potenciales químicos a ambos lados de la membrana. El agua dulce fluye a través de una membrana semipermeable, con lo que aumenta el volumen de agua en el depósito, que se puede aprovechar para generar electricidad mediante una turbina hidráulica.

Otra posibilidad es la electrodiálisis inversa. Consiste en el fenómeno inverso a la desalación de agua mediante membranas selectivas.

Las dos tecnologías principales que pretenden la explotación de este recurso se apoyan en la posibilidad de producir un desnivel de agua a ambos lados de la membrana, así como en el aprovechamiento electroquímico por la generación de una diferencia de potencial eléctrico entre ambas disoluciones. Aunque existe un cierto potencial del gradiente salino como fuente renovable, debido a su alta densidad energética y a su carácter no intermitente, la tecnología está poco desarrollada y las desembocaduras de los ríos pueden presentar conflictos con otros usos.

Capítulo 3:
Reservas y recursos de energía primaria

3 Reservas y recursos de energía primaria.

Es necesario, en primer lugar, diferenciar entre recurso y reserva, así como los distintos tipos de reserva que se pueden dar. El concepto de recurso se identifica con la existencia física de un mineral pueda ser o no explotado. Por su parte, las reservas es aquella parte de los recursos que pueden ser explotados de manera rentable en un momento determinado. Es decir, las reservas pueden aumentar bien porque se encuentren nuevos yacimientos, los precios del mineral suban, los costes de explotación bajen, o los rendimientos de recuperación aumentan.

A la hora de clasificar las reservas existen distintos baremos. En general y según la probabilidad de que su recuperación con rendimiento económico sea más o menos probable, podemos hablar de:

- Reservas probadas, si la probabilidad es superior al 90%.
- Reservas probables, si la probabilidad se sitúa entre un 50 y un 90%.
- Reservas posibles, si la probabilidad oscila entre un 10 y un 50%.

Evidentemente, si se da alguna de las circunstancias referidas anteriormente, las reservas probables o posibles pueden pasar a una categoría superior.

3.1 *El carbón.*

Tiene unas características como combustible muy superiores a la madera o al carbón vegetal. Esto junto con su asociación a la elevada demanda que tuvo en la primera fase del desarrollo técnico, económico y social de la Edad Moderna, hacen que sea considerado como la fuente de energía por excelencia hasta el primer tercio del siglo XX.

Su uso ha ido variando a lo largo de la historia. Inicialmente, la fabricación de coque para obtener hierro en el horno alto o para su uso en la industria manufacturera, hacen que su demanda crezca desde los 20 millones de toneladas en 1800 hasta 1.400 millones en 1900.

La dificultad de su transporte, hace que en las zonas de producción de carbón se desarrolle la industria transformadora, que automáticamente atrae al resto de la industria. Por ello, tanto en Europa como en Estados Unidos se originan polos de desarrollo en torno a las principales cuencas mineras.

A partir de la Primera Guerra Mundial, aunque la producción de carbón siguió incrementándose, este incremento fue más moderado como consecuencia de la competencia

del petróleo. Su participación en el consumo mundial pasó de un 93 % en 1913 a un 73 % en 1939.

Tras la Segunda Guerra Mundial, esta tendencia sustitutiva por petróleo, gas natural y electricidad se acentúa. Mientras en 1950, el carbón suponía el 60% de la demanda energética, en 1970 su participación era sólo un 33%. La crisis del petróleo de 1973 reavivó el interés por la minería del carbón en los países occidentales.

Hoy por hoy, el uso principal del carbón tiene lugar en la industria siderúrgica y en las centrales térmicas de producción de electricidad. El aumento del consumo de electricidad mantiene la demanda de carbón.

Como ocurre con la mayor parte de los minerales, las reservas de carbón están desigualmente repartidas, cuatro países: Estados Unidos (29%), Rusia (19%), China (14%) y Australia (9%), concentran el 70% del total. Aún así, existe un buen número de países con reservas.

Tabla 3-1. Reservas de carbón a finales de 2009. (Millones de toneladas)

Región	Antracita y hulla	Lignito	Total	% respecto total
América del Norte	113.281	132.816	246097	29,8
<i>Estado Unidos</i>	<i>108.950</i>	<i>129.358</i>	<i>238.308</i>	<i>28,9</i>
Sudamérica y Centroamérica	6.964	8.042	15.006	1,8
Eurasia	102.042	170.204	272.246	33,0
<i>Rusia</i>	<i>49.088</i>	<i>107.922</i>	<i>157.010</i>	<i>19,0</i>
<i>Ucrania</i>	<i>15.351</i>	<i>18.522</i>	<i>33.873</i>	<i>4,1</i>
<i>Kazajstán</i>	<i>28.170</i>	<i>3.130</i>	<i>31.300</i>	<i>3,8</i>
España	200	330	530	0,1
África y Medio Oriente	33.225	174	33.399	4,0
<i>Sudáfrica</i>	<i>30.408</i>		<i>30.408</i>	<i>3,7</i>
Asia y Oceanía	155.809	103.444	259.253	31,4
<i>China</i>	<i>62.200</i>	<i>52.300</i>	<i>114.500</i>	<i>13,9</i>
<i>Australia</i>	<i>36.800</i>	<i>39.400</i>	<i>76.200</i>	<i>9,2</i>
<i>India</i>	<i>54.000</i>	<i>4.600</i>	<i>4.328</i>	<i>7,1</i>
TOTAL	411.321	414.680	826.001	100,0

Fuente: BP Statistical Review of World Energy, June 2010.

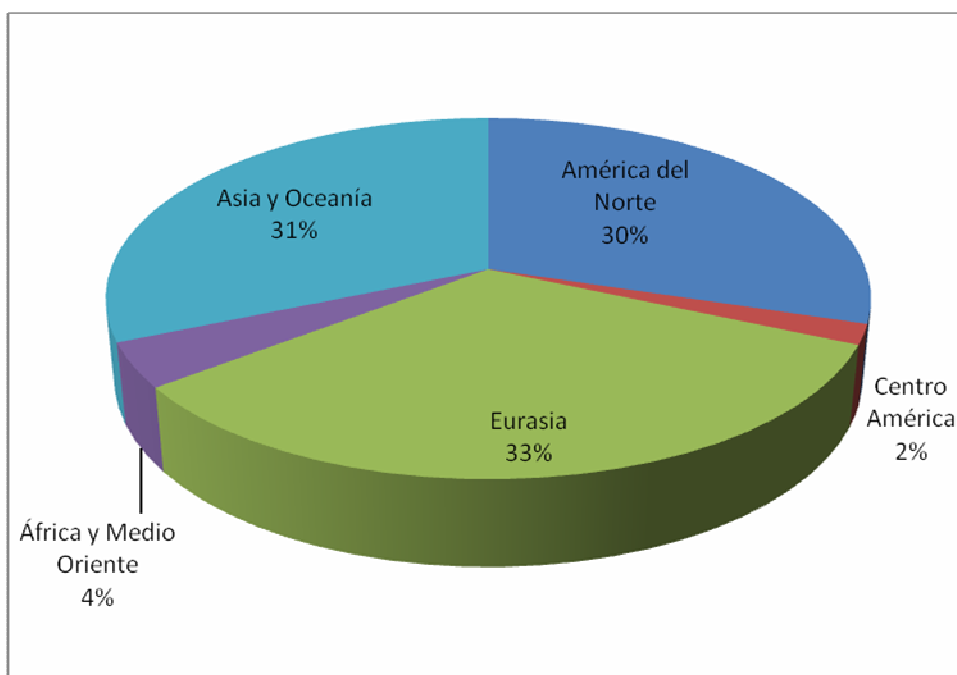
De acuerdo con el informe “*International Energy Outlook-2009*” el consumo de carbón experimentará un crecimiento del 70% entre 2009 y 2030. Aunque el incremento en el uso de este combustible es general para todas las zonas geográficas, son los países ajenos a la OCDE los responsables del 85% del incremento, ya que en las economías avanzadas, el carbón continúa siendo sustituido por el gas natural y las energías renovables.

En el año 2004, el carbón supuso el 26% del consumo energético mundial. De esta cantidad, dos tercios fueron destinados a la producción de electricidad, un 31% al uso industrial y un 4% para usos residenciales y comerciales. Las previsiones indican que para el año 2030 la importancia relativa del carbón crecerá 2 puntos (hasta el 28%), y su participación en la producción de energía eléctrica a escala mundial crecerá del 43 al 45%.

La responsabilidad del carbón sobre las emisiones de gases de efecto invernadero crecerá hasta el final del período de referencia (2030), cuando alcance el 43% de las emisiones, frente al 36% del petróleo o el 21% del gas natural.

El comercio relacionado con la industria del carbón también experimentará un gran crecimiento, que está previsto en un 44%. No obstante, la mayor parte, tanto del consumo como de la producción estará localizado en China, por lo que el comercio internacional descenderá, si no se tiene en cuenta el caso chino, en un 15%.

Gráfica 3-1. Reservas de carbón en el mundo. Enero 2009.



Fuente: *Elaboración propia.*

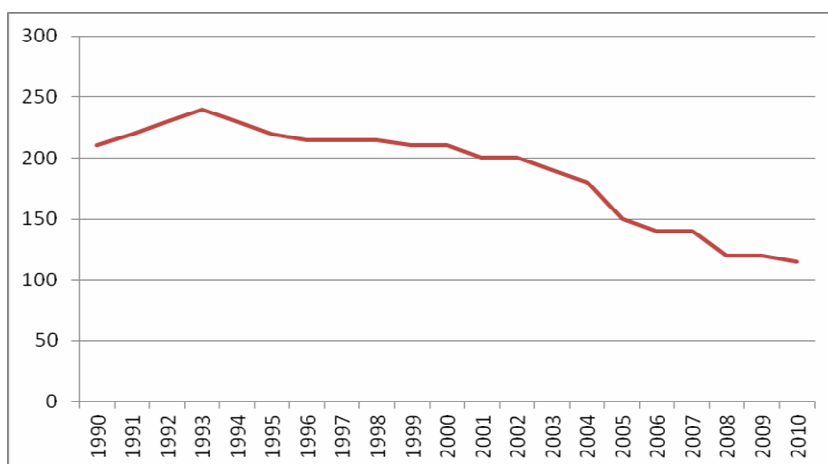
Otro dato interesante es el de la evolución de la relación reservas/producción en los últimos años (Gráfica 3-2). Se observa cómo en los últimos años esta relación está en franco descenso. La última valoración está en unos 114 años.

Pero no todo el mundo cree que quede tanto carbón o que todo él sea económicamente explotable. Para realizar esta controvertida afirmación, estudiosos del tema como David

Rutledge (Caltech) se basa en varias cuestiones. Por un lado, en los datos históricos de agotamiento de combustibles fósiles. Por ejemplo, la producción de carbón en Reino Unido acabó precipitándose en 1913, mucho antes de lo esperado. Por otro lado, el experto del Caltech asegura que los datos de las estimaciones oficiales estarían equivocados, además de infravalorar la dificultad y los costes de extraer este mineral. En este sentido, recuerda que China sólo ha ofrecido dos estimaciones al WEC, y ambas completamente distintas. Además, estas previsiones se basan en métodos y datos que no han sido revisados desde principios de los años 70 del siglo XX. Por ejemplo, un informe de 2007 de la Comisión de Investigación del Carbón, Tecnología y evaluaciones de los recursos en política de energía, del Consejo Nacional de Investigaciones de EE.UU., con datos y métodos actualizados de reservas en áreas limitadas, indica que sólo una pequeña fracción de las reservas estimadas previamente son realmente extraíbles.

El informe "Carbón: reservas y producción futura", publicado en 2007 por el Grupo de Vigilancia de la Energía (EWG en sus siglas inglesas), resalta también que los datos sobre las reservas mundiales de carbón, además de pobres y desactualizados, han sido sobreestimados. Los responsables del informe, varios científicos y expertos independientes a partir de la iniciativa del parlamentario alemán Hans-Josef Fell, se atreven incluso a vaticinar cuándo se producirá el pico del carbón: en los próximos diez a quince años la producción mundial podría incrementarse, en el mejor de los casos, en un 30% gracias a Australia, China, los países de la antigua Unión Soviética y Sudáfrica, pero a partir de esa fecha, sobre 2025, el declive comenzaría de forma irreversible.

Gráfica 3-2. Evolución de la relación reservas/producción.



Fuente: BP Statistical Review of World Energy, June 2010.

Lo cierto es que tal afirmación no es descabellada. Si se mantienen los valores de reservas dados y si se tiene en cuenta el constante aumento de consumo y producción de carbón, la vida de este combustible se podría ver reducida a la mitad de lo establecido. Evidentemente, todo depende de la aparición de nuevos recursos, por un lado, y la posibilidad de que el consumo de carbón se vea reducido. Si bien en el primer mundo, esto último se está consiguiendo en parte, países como China y la India están teniendo de momento crecimientos espectaculares de su consumo, lo que como se ha indicado está manteniendo el comercio de carbón y permitiendo incluso su crecimiento. Por otro lado hay que tener en cuenta el efecto de sustitución que tenga la paulatina desaparición del petróleo y del gas natural, lo cual provocará un mayor aumento del consumo de carbón, acelerando aún más su agotamiento.

3.2 El petróleo.

El petróleo es una fuente de energía agotable, aunque no se puede decir con exactitud cuando se agotará, pues depende de la existencia de recursos, del precio del petróleo, de los costes de explotación, del avance tecnológico en extracción y del ritmo de consumo.

El consumo de petróleo en el mundo se espera que aumente hasta los 97 millones de barriles días en 2015 y 118 millones en 2030. El máximo se produjo en el año 2006, momento en el que la demanda anual fue de 81,55 millones de barriles. La subida de los precios del petróleo impide un pronóstico sobre el consumo en muchas partes del mundo, particularmente en mercados consolidados y economías de transición. Países emergentes como China e India tienen cada vez mayor peso en la demanda. Así, para el caso de China, se ha tenido un crecimiento en el consumo de un 7,5% anual en el período de 2002 a 2010.

Los miembros de la OPEP serán los suministradores de petróleo más importantes, representando un 60% del incremento previsto. Se esperan importantes incrementos de petróleo de suministradores de la zona del Caspio, Este de África y América central y del Sur.

En la Tabla 3-2 se dan las reservas probadas a 2009 y su evolución.

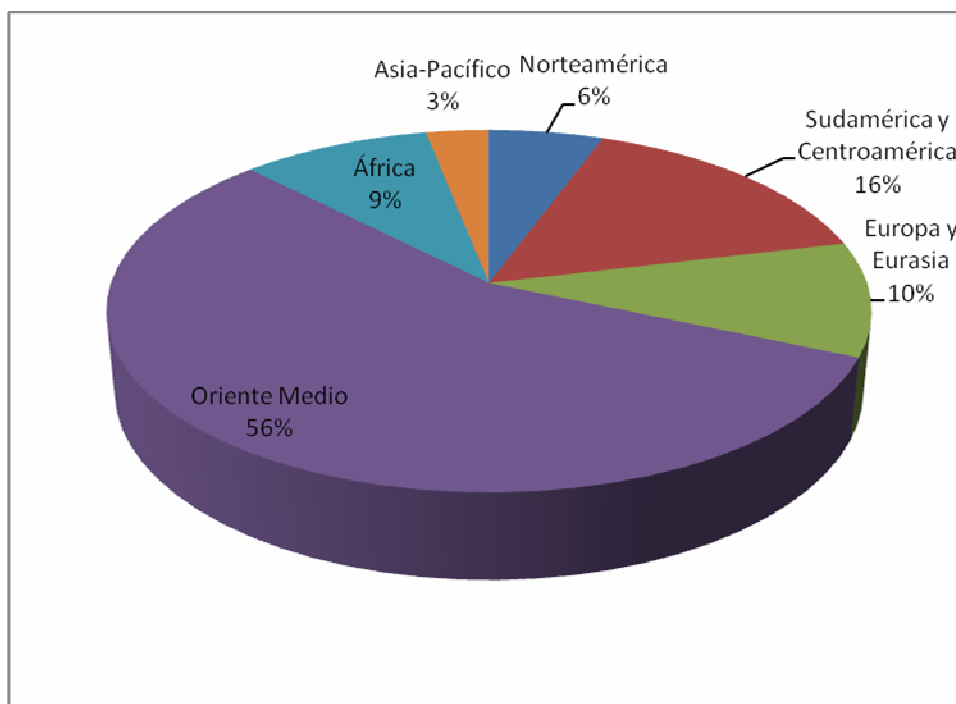
Tabla 3-2. Reservas de petróleo probadas, 2009, en miles de millones de barriles.

Zona	Reservas (10 ⁹ barriles)			Reservas (10 ⁶ ton)	Reser./ Prod.	Reser./ Prod.
	1989	1999	2009			
Norteamérica	97,9	69,5	73,4	10,2	5,5	15,0
Estados Unidos	34,3	29,7	28,4	3,4	2,1	10,8
Canadá	11,6	18,3	33,2	5,2	2,5	28,3
México	52,0	21,5	11,9	1,6	0,9	10,8

Zona	Reservas (10 ⁹ barriles)			Reservas (10 ⁶ ton)	(% total)	Reser./ Prod.
	1989	1999	2009			
Sudamérica y Centroamérica	69,5	97,8	198,9	28,5	14,9	80,6
Venezuela	59,0	76,8	172,3	24,8	12,9	-
Brasil	2,8	8,2	12,8	1,8	1,0	17,4
Europa y Eurasia	84,2	107,8	137,2	18,5	10,3	21,2
Kazajstán	-	25,0	39,8	5,3	3,0	64,9
Federación Rusa	-	59,2	74,3	10,2	5,6	20,3
Oriente Medio	661,0	685,8	753,7	102,0	56,6	84,8
Irán	92,9	93,1	137,6	18,9	10,3	89,4
Iraq	100,0	112,5	115,0	15,5	8,6	-
Kuwait	97,1	96,5	101,5	14,0	7,6	-
Arabia Saudí	260,1	262,8	264,1	36,3	19,8	74,6
Qatar	4,5	13,1	26,8	2,8	2,0	54,7
Emiratos Árabes	98,1	97,8	97,8	13,0	7,3	-
África	59,1	84,7	127,5	16,9	9,6	36,0
Libia	22,8	29,5	44,3	5,8	3,3	73,4
Nigeria	16,0	29,0	37,2	5,0	2,8	49,5
Asia-Pacífico	34,7	39,9	41,7	5,6	3,2	14,4
China	16,0	15,1	14,8	2,0	1,1	10,7
Total Mundo	1.006,4	1.085,6	1.332,4	181,7	100,0	45,7

Fuente: BP Statistical Review of World Energy, June 2010.

Gráfica 3-3. Reservas mundiales de petróleo en billones de barriles. Enero 2007.



Fuente: BP Statistical Review of World Energy, June 2010.

En 2009, las reservas de petróleo en el mundo ascendían a 1,33 billones de barriles, distribuidas tal y como se indica en la Gráfica 3-3. Las mayores reservas se encuentran en Oriente Medio, Sudamérica y, en menor porcentaje, África. Las reservas de petróleo en Europa están en los países del Este y sobre todo en los de la extinta Unión Soviética.

3.2.1 ¿El pico del petróleo?

La teoría del pico de Hubbert, también conocida como cénit del petróleo o pico del petróleo, es una influyente teoría acerca de la tasa de agotamiento a largo plazo del petróleo, así como de otros combustibles fósiles. Predice que la producción mundial de petróleo llegará a su cénit y después declinará tan rápido como creció, resaltando el hecho de que el factor limitador de la extracción de petróleo es la energía requerida y no su coste económico.

Aun siendo controvertida, esta teoría es ampliamente aceptada entre la comunidad científica y la industria petrolera. El debate no se centra en si existirá un pico del petróleo sino en cuándo ocurrirá, ya que es evidente que el petróleo es un recurso finito y no renovable en escalas cortas de tiempo por lo que en un momento u otro se llegará al límite de extracción. Esto depende de los posibles descubrimientos de nuevas reservas, el aumento de eficiencia de los yacimientos actuales, extracción profunda o la explotación de nuevas formas de petróleo no convencionales.

El año exacto del pico todavía no ha sido establecido con precisión, si bien La Agencia Internacional de la Energía hizo público en noviembre de 2010, que la producción de petróleo crudo llegó a su pico máximo en 2006. Basándose en los datos actuales de producción, la Asociación para el Estudio del Pico del Petróleo y el Gas, considera que el pico del petróleo habría ocurrido en 2010, mientras que el del gas natural ocurriría algunos años más tarde. Por el contrario, las estimaciones de los más optimistas arrojan reservas para al menos 100 años más.

La mayoría de los críticos argumentan que el pico no ocurrirá tan pronto y que la forma del pico podría ser irregular y extenderse bastante en vez de decrecer rápidamente como vaticina la teoría de Hubbert. Como cualquier modelo matemático la precisión en la predicción está limitada por la precisión de las variables introducidas. Si variables como el consumo se han estimado incorrectamente entonces la fórmula daría resultados erróneos.

Gran parte de la industria petrolera y de los automóviles afirma que la teoría de Hubbert es falsa o, como mínimo, la omiten y ocultan. Algunos críticos economicistas afirman que la escasez motivará la búsqueda de nuevos descubrimientos y que las reservas se incrementarán por encima de lo predicho por Hubbert. Pero incluso en la versión más optimista la limitación de los recursos petroleros pone una fecha límite a la extracción barata de ese recurso. Nadie parece negar la existencia de un techo de producción pero pocos son los gobiernos y empresas que hasta ahora lo han mencionado abiertamente. La llegada de ese pico de extracción hace pensar en un sombrío futuro en el que la humanidad tendrá que sobrevivir sin la principal fuente de energía que la ha hecho crecer y prosperar durante todo el siglo XX.

La teoría del pico de Hubbert ya se ha corroborado para la mayor parte de los países que producen o han producido petróleo. Se verifica un punto de máxima producción, a partir del cual el descenso de la misma es inevitable. Dos casos particulares, constituyen Rusia y Estados Unidos, no siguieron la típica campana de producción. Rusia, porque es el único país que ha logrado remontar su producción más allá del pico, principalmente debido a la fuerte inversión promovida por Vladímir Putin. Y Estados Unidos, si bien no logró superar su cénit natural de extracción, si logró llegar a un 92% del mismo, después de caer por debajo del 85%, debido al descubrimiento y explotación de reservas en Alaska.

En junio de 2005, la OPEP admitió que apenas podrán bombear más petróleo para contener las subidas de los precios en el último semestre del año. Se produjeron nuevas subidas para el verano y el invierno del 2005. Algunos dicen que este fue el primer ejemplo de que la demanda empieza a rebasar la producción. Otros acusan a las tensiones geopolíticas en Oriente Medio como la principal causa de dichas subidas.

En el año 2008 se produce una subida récord en el precio del barril de petróleo (147.25 dólares el Brent) y un virtual estancamiento en la producción desde 2005. Todo esto ocurre en un contexto mundial en el que buena parte de las naciones exportadoras dan síntomas de no poder producir más. Los yacimientos mexicanos caen a un 14% anual y se prevé que pase a ser país importador neto en 2012. Rusia, a su vez, parece haber llegado a su segundo y último cénit de extracción al afirmar por primera vez que no va a poder seguir incrementando más su producción. Arabia Saudita, donde las reservas son secreto de estado, no parece responder a la demanda que desde occidente se hacen para que aumente su producción. Muchos especialistas afirman que detrás de las declaraciones de que "el mercado ya está suficientemente abastecido" se esconde la realidad de que ni tan solo los yacimientos gigantes como Ghawar o

Burgan pueden ya evitar por más tiempo el inevitable desplome de la producción. Por lo que respecta a las reservas estadounidenses y las del Mar del Norte siguen en caída libre a pesar de la entrada en el mercado del petróleo de Alaska.

En total, en los últimos 5 años el precio parece haberse desestabilizado y ha acumulado ya una subida de un 400%. Este ascenso descontrolado no parece tener fin por el momento, a pesar de las reducciones de consumo en occidente ya que China e India incrementan año a año su demanda y los propios países exportadores al incrementar su desarrollo ponen cada vez menos petróleo en el mercado.

3.2.2 Petróleo no convencional.

Aun cuando las reservas de petróleo convencional (el más ligero, con menos azufre y más fácil de extraer), son cada vez menores, quedan otras reservas de crudo no convencional. Las mejoras tecnológicas, el aumento de la demanda hacen cada vez más competitiva su transformación en combustible. Lo malo es que este petróleo, al ser más contaminante, requiere más agua y energía para su procesado.

Este tipo de petróleo representaba el 16% de la producción mundial total en el año 2000. En el año 2007 alcanzaba el 25% y se estima que en 2015 llegará al 40%.

En cuando al volumen posible de extracción, se estima que las reservas de este tipo pueden ascender a 3,6 billones de barriles.

En Canadá ya se está explotando un betumen, aún más viscoso que el crudo extra pesado, que se encuentra atrapado en capas sedimentarias pegajosas (arenas bituminosas). En este caso se utiliza la minería a cielo abierto. No obstante, se espera que mejore la tecnología y que se desarrollen métodos de bombeo de los depósitos del subsuelo.

Asimismo, las plantas dedicadas a mejorar estos crudos requieren muchas más energía, normalmente en forma de gas natural. En el caso canadiense, los expertos consideran que este aumento de consumo de gas podría ser insostenible a largo plazo.

Las necesidades de agua para su tratamiento son enormes. Se calcula que un barril de crudo bituminoso puede necesitar hasta cuatro barriles de agua.

Las emisiones contaminantes también son mayores. Los procesos de producción y mejora de los crudos extra pesados y bituminosos pueden emitir hasta seis veces más CO₂ que los convencionales. En el caso de la producción de betumen, se liberan además sustancias tóxicas como SO₂, óxidos de nitrógeno, ácido sulfhídrico, compuestos orgánicos volátiles,

ozono, hidrocarburos aromáticos policíclicos, partículas sólidas y compuestos reducidos de azufre. Por su parte, el petróleo extra pesado venezolano tiene un alto contenido en azufre, además de metales como níquel y vanadio. El descarte de subproductos, como coque y azufre, es otro problema medioambiental adicional.

No obstante, es de esperar que los avances tecnológicos, impulsados por la necesidad cada vez mayor de este tipo de crudo, hagan disminuir su coste y su impacto ambiental. Así, en la actualidad, la producción del crudo sintético canadiense es un 50% más barata que a comienzo de los años 90, y sus emisiones de CO₂ se han reducido en un 35%.

Los yacimientos venezolanos y canadienses no serán los únicos en explotarse. Las reservas estimadas de crudo extra pesado en Rusia son similares a las de Venezuela. Estados Unidos también cuenta con reservas interesantes, que podrían cuantificarse en unos 40.000 millones de barriles. También hay que contar con el que yace en el fondo marino. Además, los sistemas que transforman el gas o el carbón a líquido, podrían aumentar las posibilidades.

3.3 El gas natural.

El gas natural se descubrió a principios del siglo XIX. Su existencia, ligada a los pozos de petróleo en la mayor parte de los casos, había hecho que se considerase como un subproducto sin demasiado valor, más bien un estorbo para la explotación del hidrocarburo pesado, que debía quemarse en boca de pozo.

El gas natural comenzó a utilizarse en iluminación y como combustible doméstico por su alto poder calorífico en aquellas zonas próximas a los yacimientos, desde la segunda mitad del siglo XIX en Estados Unidos y después de la Segunda Guerra Mundial en Europa. No obstante, no tuvo el mismo éxito en la industria, debido a que ésta disponía de abundante carbón, más conocido, y también con reservas mucho más extendidas.

La necesidad de nuevas fuentes de energía, el desarrollo de la tecnología de licuefacción del gas natural para transportarlo en forma líquida a -160 °C con un volumen 600 veces inferior, y la soldadura de aceros “criogénicos”, posibilitó el desarrollo del transporte del gas natural en buques metaneros y a través de los grandes gasoductos a largas distancias, que conectan los yacimientos con los grandes centros de consumo.

Tabla 3-3. Reservas probadas de gas natural (10¹⁸ m³), 2009.

Zona	Reservas			% resp. Total	Reser./ Prod.
	1989	1999	2009		
Norteamérica	9,52	7,32	9,18	4,9	11,3

Zona	Reservas			% resp. Total	Reser./ Prod.
	1989	1999	2009		
Estados Unidos	4,73	4,74	6,93	3,7	11,7
Sudamérica y Centroamérica	4,80	6,81	7,32	4,3	53,2
Venezuela	2,99	4,15	4,98	30	-
Europa y Eurasia	52,28	56,17	62,26	33,7	64,8
Kazajstán	-	1,78	1,82	1,0	56,6
Noruega	1,73	1,25	2,22	1,1	19,8
Federación Rusa	-	42,44	43,30	23,7	84,1
Turkmenistán	-	2,59	8,10	4,3	-
Oriente Medio	37,83	54,74	75,82	40,6	-
Irán	17,00	25,00	29,61	15,8	-
Irak	3,12	3,29	3,17	1,7	-
Kuwait	1,40	1,48	1,78	1,0	-
Qatar	4,62	11,16	25,37	13,5	-
Arabia Saudí	5,22	6,15	7,57	4,2	-
Emiratos Árabes Unidos	5,65	6,00	6,43	3,4	-
África	8,48	11,44	14,71	7,9	72,4
Argelia	3,25	4,52	4,5	2,4	55,3
Egipto	0,35	1,22	2,15	1,2	34,9
Nigeria	2,83	3,51	5,25	2,8	-
Asia – Pacífico	9,50	12,07	16,00	8,7	37,0
Australia	0,96	1,99	3,08	1,6	72,7
China	1,02	1,37	2,46	1,3	28,8
Indonesia	2,55	2,62	3,18	1,7	44,3
Malasia	1,61	2,48	2,38	1,3	38,0
Total Mundo	122,40	148,55	185,28	100	62,8

Fuente: BP Statistical Review of World Energy, June 2010.

El gas natural se perfila como el recurso energético favorito y es el que experimenta mayor aumento en el consumo. Se prevé un incremento promedio de 2,3% por año hasta el año 2025. Esto supone un aumento del 63% desde 2004 a 2030, es decir, se pasará de 100 trillones de pies cúbicos a 163 trillones de pies cúbicos.

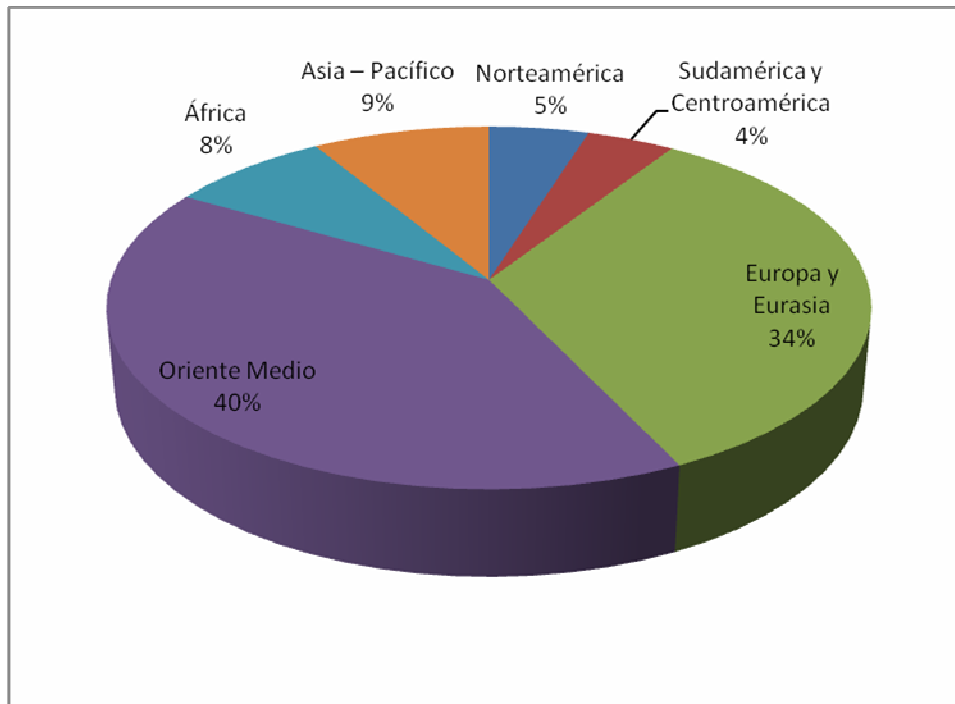
En el año 2009, los países de la OCDE consumieron la mitad del gas usado en el mundo, mientras que los países fuera de la OCDE de Europa y Eurasia consumieron una cuarta parte; el resto fue utilizado por los demás países.

La previsión es que el gas natural continúe como una importante fuente de suministro para la generación de energía eléctrica. Además, su uso en la industria asume casi la mitad del consumo de gas (44%) en el mundo. Esta elección se debe a que presenta una reducción en emisiones gaseosas (en comparación con el fuel). Casi el 50% del incremento de gas natural hasta el año 2025 irá a parar a la producción de electricidad.

En Europa existen yacimientos en el Mar de Norte, Rusia y yacimientos de menor entidad en el norte de Italia, Austria, Francia o Alemania. En la actualidad, Europa se abastece de los yacimientos del Mar del Norte, Rusia y Argelia.

En 2009, las reservas de gas natural ascendían a 185,28 trillones de m³. distribuidos tal y como se indica en la Gráfica 3-4.

Gráfica 3-4. Reparto de las reservas mundiales de gas natural, 2009.



Fuente: BP Statistical Review of World Energy, June 2010

3.4 Resumen relativo a las reservas de combustibles fósiles.

En referencia a las reservas de combustibles fósiles se puede concluir:

- Las mayores reservas de combustibles fósiles son de carbón.
- De las reservas de carbón, la mayor parte se encuentran en Asia y Oceanía, Antigua URSS y América del Norte. Los países con mayores reservas son Estados Unidos, ex-URSS y China. Disponiendo de grandes reservas Alemania y Australia.
- Los niveles de reservas de petróleo y gas natural son similares, mientras que las de carbón duplican a la suma de las otras dos.
- Por lo que respecta a las reservas de petróleo, éstas se concentran mayoritariamente en Oriente Medio y en mucha menor medida en América del Norte, América del Sur y África.

3.5 La energía nuclear.

Las investigaciones en laboratorio sobre la energía nuclear han sido numerosas desde el siglo XIX. Sin embargo, la primera reacción en cadena controlada data de 1945. Los reactores nucleares comenzaron a desarrollarse al principio de los años cincuenta y el primer reactor comenzó a operar en 1957.

A principios de los setenta, la energía nuclear estaba en pleno desarrollo a lo largo de todo el mundo, con 123 reactores instalados y 251 planificados. El accidente de Three Miles Island en Estados Unidos en 1979 paralizó levemente la industria nuclear, pero fue el accidente de Chernobil en 1986, la preocupación por la seguridad de los reactores nucleares y el problema de los residuos, los que supusieron un estancamiento de la energía nuclear a finales de los ochenta. En 1986 había 366 reactores en operación, con 255 GW instalados, y en 1996, 442 reactores con 351 GW y 45 en construcción. En el año 2000 la capacidad construida era de 357 GW.

Estados Unidos es el país con más capacidad instalada, seguido por Francia y Japón, totalizando entre los tres el 57% de la capacidad de generación eléctrica de origen nuclear. Es significativo que en Francia, el 77% de la electricidad consumida sea de origen nuclear. Otros países con pesos importantes de energía nuclear en generación son: Reino Unido, Rusia, Ucrania, Alemania, Canadá y Corea, siendo el siguiente en importancia España.

El futuro de la energía nuclear está en un período de cierta incertidumbre. Por un lado, tenemos una fuerte contestación social que se opone al desarrollo de este tipo de instalaciones. Por otro lado, la subida de los precios de los combustibles fósiles y la entrada en vigor del Protocolo de Kioto, mejoran dichas perspectivas. Además, las instalaciones nucleares existentes han visto mejoradas sus capacidades, además que aumentar la vida útil de muchas de ellas, especialmente en los países pertenecientes a la OCDE.

En el informe International Energy Outlook 2007 se prevé que la generación eléctrica a partir de energía nuclear se incremente a una tasa media del 1,3% anual desde 2004 a 2030. Se pasará, por tanto, de 2.619 millones de GWh a 3.619 millones de GWh. Esto contrasta con algunas previsiones anteriores que vaticinaban un descenso de la importancia de la energía nuclear, ya que se tenía en cuenta el desmantelamiento de muchas de las actuales instalaciones, pero no el incremento de los combustibles fósiles o la preocupación por las emisiones de gases de efecto invernadero.

En los mercados emergentes, el consumo de electricidad a partir de la energía nuclear aumentará en un 4,9% anual, entre 2002 y 2025. Concretamente, en Asia, se espera el mayor

incremento en instalaciones nucleares, por encima de las previsiones, representando el 96% del total del incremento de energía para estos países (China, India y Corea del Sur).

Las reservas de uranio son difícilmente cuantificables, dado que muchos gobiernos tratan esta información de forma reservada. La demanda futura es muy difícil de calcular y, al depender del precio de la energía eléctrica, de las circunstancias políticas y de futuros desarrollos tecnológicos, el precio del Uranio es difícilmente cuantificable.

Aparte de la antigua Unión Soviética, existen importantes reservas de uranio en Estados Unidos, Sudáfrica, Namibia, Australia, Canadá y Níger.

Cuando se habla de reservas de uranio, se habla de distintos tipos de reservas:

- RAR: (Reasonable Assured Resources), Recursos Razonablemente Asegurados.
- IR: (Inferred Resources), Reservas Estimadas.
- PR: (Pronosticated Resources), Reservas Pronosticadas.
- SR: (Speculativa Resources), Reservas Especulativas.

Todas ellas se dividen en niveles de costes de extracción y transformación:

- Reservas cuyo coste de extracción y transformación es inferior a 40\$/kg U.
- Reservas cuyo coste de extracción y transformación es inferior a 80\$/kgU, que incluye a las anteriores.
- Reservas cuyo coste de extracción y transformación es inferior a 130\$/kgU, que incluyen a las dos anteriores.

En un análisis sobre las posibilidades de desarrollo de la energía nuclear de fisión hay que considerar, además de la propia extracción de uranio el uranio reciclado de los residuos de las centrales, el MOX usado como combustible y la parte de las reservas militares de uranio que se desmilitariza y se destina a un uso civil.

Tabla 3-4. Reservas de uranio.

País	WNM		ENS	
	Toneladas	(%)	Toneladas	(%)
Australia	1.243.000	22,7	725.000	22,0
Kazajstán	817.000	14,9	378.100	11,5
Rusia	546.000	10,0	172.400	5,2
Sudáfrica	435.000	8,0	284.400	8,6
Canadá	423.000	7,7	329.200	10,0
Estados Unidos	342.000	6,3	339.000	10,3
Brasil	278.000	5,1	157.400	4,8
Namibia	275.000	5,0	176.400	5,3

País	WNM		ENS	
	Toneladas	(%)	Toneladas	(%)
Níger	274.000	5,0	243.100	7,4
Ucrania	200.000	3,7	135.000	4,1
Jordania	112.000	2,0	-	-
Uzbekistán	111.000	2,0	72.400	2,2
Argentina	105.000	1,9	-	-
Venezuela	75.000	1,5	-	-
India	73.000	1,3	-	-
China	68.000	1,2	-	-
Mongolia	62.000	3,8	287.600	8,7%
Total	5.469.000	100	3.300.000	100

Fuente: WNM – World Nuclear Association; ENS – European Nuclear Society. 2010.

3.6 Energía hidráulica.

La energía eléctrica comenzó a producirse en el siglo XIX a partir de los saltos de agua. Sin embargo, la localización de estos saltos no siempre estaba cercana al lugar de utilización, es costoso represar el agua y mantener la capacidad de almacenamiento del embalse y, además, ha de disponerse de agua de forma regular y abundante. Es por eso que hasta el descubrimiento del transporte de energía eléctrica a grandes distancias, y las modernas tecnologías de construcción, no se desarrolla una política hidráulica que produzca elevadas potencias, sino pequeños saltos asociados a los usos finales de la energía.

Entre las grandes centrales hidroeléctricas merece destacarse, en primer lugar, el complejo megaproyecto de la presa de las Tres Gargantas, finalizado el 30 de octubre de 2010, que tiene 24.000 MW cuando esté terminada en conjunto. Inicialmente, esta presa iba a tener la capacidad de proveer el 10% de la demanda energética eléctrica de China. Sin embargo, el crecimiento de la demanda ha sido espectacular en este país y en estos últimos años, por lo que hoy sólo sería capaz de proveer el 3 % de consumo interno chino.

Otra obra espectacular en su momento fue la central hidroeléctrica de Itaipú, localizada entre Brasil y Paraguay, con 20 turbinas y 14.000 MW de capacidad instalados. En 2008, alcanzó un récord de producción de energía eléctrica al alcanzar los 94,68 TWh.

En la Tabla 3-5 se indican las centrales más grandes del mundo, así como su potencia instalada y su récord de producción anual.

A escala mundial, en 2010, la energía hidráulica siguió liderando las renovables, con 1.005 GW instalados.

Tabla 3-5. Centrales hidroeléctricas más grandes del mundo.

	Nombre	País	Río	Potencia [MW]	Récord producción [TWh]
1	Presa de las Tres Gargantas	Rep. Pop. China	Yangtsé	24.000	80,8
2	Itaipú	Brasil, Paraguay	Paraná	14.000	94,7
3	Simón Bolívar	Venezuela	Caroni	10.200	46
4	Tucuruí	Brasil	Tocantins	8.370	41
5	Grand Coulee	Estados Unidos	Columbia	6.809	20
6	Sayano-Shushenskaya	Rusia	Yeniséi	6.400	26,8
7	Krasnoyarsk	Rusia	Yeniséi	6.000	20,4
8	Robert Borurassa	Canadá	La Grande	5.616	
9	Churchill Falls	Canadá	Churchill	5.429	35
10	Longtan	Rep. Pop. China	Hongshui	6.300	18,7

Fuente: Wikipedia.

Los principales países productores de energía hidroeléctrica en el mundo se observan en la Tabla 3-6. En algún caso, como los de Brasil o Noruega, la energía hidroeléctrica tiene un peso muy significativo en la producción nacional de electricidad.

Tabla 3-6. Principales productores de energía hidroeléctrica (2009).

	País	Producción (GWh)
1	China	615.640
2	Brasil	390.988
3	Canadá	363.960
4	Estados Unidos	298.410
5	Rusia	176.118
6	Noruega	127.070
7	India	106.909

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de AIE.

En la actualidad, en España el aprovechamiento de grandes saltos es prácticamente total. El elevado potencial hidroeléctrico fue desarrollado a lo largo de más de un siglo. Como consecuencia, en la actualidad cuenta con un importante y consolidado sistema de generación hidroeléctrica altamente eficiente.

Entre las energías renovables, la energía hidroeléctrica es la tecnología más consolidada y de mayor grado de madurez, gracias al aprovechamiento de la orografía y a la existencia de un gran número de presas.

En España existe una capacidad total de embalse de 55.000 hm³ de los que el 40% son hidroeléctricos, una de las proporciones más altas de Europa y del mundo.

Aunque la evolución de la electricidad de origen hidroeléctrico en España ha sido creciente en los últimos años ha experimentado una importante disminución en su aportación a la producción total de la electricidad a favor de otras energías renovables. No obstante, todavía continúa siendo una de las renovables más productivas junto a la energía eólica.

Por ejemplo, en el año 2010, la contribución de la energía hidroeléctrica a la producción eléctrica nacional representó el 14,5%, muy superior a los años anteriores, como resultado de unos recursos hídricos muy por encima de la media histórica de los últimos años. En el futuro se espera que esta tecnología siga creciendo a una media anual de entre 40 a 60 MW, puesto que el potencial hidroeléctrico con posibilidades de ser desarrollado bajo criterios de sostenibilidad, es más de 1 GW.

Figura 3-1. Mapa de la energía minihidráulica en España.



Fuente: CNE. 2007.

Cataluña, Galicia, Castilla y León y Aragón son las comunidades autónomas que cuentan con la mayor potencia instalada en el sector hidroeléctrico, por ser las zonas con mayores recursos hidroeléctricos dentro de España. En la Figura 3-1 se presenta el mapa con la potencia de energía minihidráulica instalada en las distintas comunidades autónomas, así

como el objetivo establecido en el PER. En la misma se ve que el grado de cumplimiento es elevado.

Poco a poco, el desarrollo tecnológico ha conseguido que la energía minihidráulica presente unos costes muy competitivos dentro del mercado eléctrico, aunque éstos varían según el tipo de la planta y la actuación a realizar. Una central se considera minihidráulica si tiene una potencia instalada menor o igual a 10 MW y pueden ser de agua fluyente o de pie de presa.

Se están desarrollando microturbinas hidráulicas con potencias inferiores a los 10 kW, muy útiles para aprovechar la energía cinética de los ríos y arroyos y generar electricidad en zonas aisladas.

Actualmente, el desarrollo del sector en España se orienta sobre todo a conseguir una mayor eficiencia, mejorando los rendimientos de las instalaciones en funcionamiento. Las propuestas se dirigen a la rehabilitación, modernización, mejora o ampliación de las centrales actuales.

Tabla 3-7. Potencial hidroeléctrico en España (GWh/año) por cuencas.

Cuenca	Potencial actualmente desarrollado	Potencial de futura utilización		Total	Total potencial técnicamente desarrollado	Potencial pluviual bruto
		Aprovech. Medianos y grandes	Aprovech. pequeños			
Norte	10.600	9.300	2.700	12.000	22.600	34.280
Duero	6.700	4.200	600	4.800	11.500	29.400
Tajo	3.900	4.200	600	4.800	8.700	16.540
Guadiana	300	300	-	300	600	3.830
Guadalquivir	400	500	300	800	1.200	10.410
Sur de España	200	100	300	400	600	2.740
Segura	100	600	100	700	800	2.090
Júcar	1.200	1.000	400	1.400	2.600	7.490
Ebro	7.600	7.000	1.400	8.400	16.000	40.060
Pirineo oriental	600	100	300	400	1.000	3.520
Total	31.600	27.300	6.700	34.000	65.600	150.360

Fuente: Plan de Energías Renovables 2005-2010.

Uno de los aspectos, quizá más interesante, de mejora en este recurso sea la gestión del agua. Para la producción de electricidad a partir del agua no sólo basta con construir presas o centrales, además debe haber precipitaciones. La pluviosidad es bastante irregular en nuestro país, no sólo geográficamente sino, lo que es más problemático, temporalmente. Así, de un año a otro esta pluviosidad, en una misma cuenca, puede resultar muy variable. En la

Tabla 3-8 se puede ver la evolución de la producción hidráulica en los últimos años. En ella se ve un valor medio de producción durante los años 2006 a 2010 en torno a los 25.000 GWh. Sin embargo, en el año 2010, año de excepcional pluviosidad, la producción de energía hidroeléctrica fue de más de 38.000 GWh. Asimismo en la Tabla 3-7 se expone el potencial de producción técnicamente desarrollado y el potencial pluvial bruto de cada cuenca. En términos globales, técnicamente se aprovecha poco más de la tercera parte del potencial pluviométrico. Si lo analizamos por cuencas individuales, este porcentaje es marcadamente inferior en el caso de las cuencas del Guadiana (15,67 %) y del Guadalquivir (11,52%). Esto nos indica que quizá aún podríamos aumentar el aprovechamiento del potencial pluviométrico.

Tabla 3-8. Evolución de la energía hidroeléctrica producida por cuencas (GWh).

Cuenca	2006	2007	2008	2009	2010
Norte	9.526	8.672	7.042	9.098	12.614
Duero	5.979	7.965	4.951	4.989	10.618
Tajo-Júcar-Segura	3.850	3.853	2.870	2.674	6.277
Guadiana	97	78	106	226	124
Guadalquivir-Sur	825	565	612	810	1.475
Ebro-Pirineo	5.054	5.218	5.847	6.166	7.345
Total	25.330	26.352	21.428	23.862	38.653

Fuente: R.E.E., 2011.

Hasta ahora, la gestión se realiza por cuencas individuales. En este punto quizá se pudiera mejorar algo. Puesto que los embalses rara vez están al 100% de capacidad, se pierde parte de la energía potencial del agua desde el pie de una presa a la cola de la presa siguiente aguas abajo. Por tanto, en estas zonas puede haber aprovechamientos minihidráulicos.

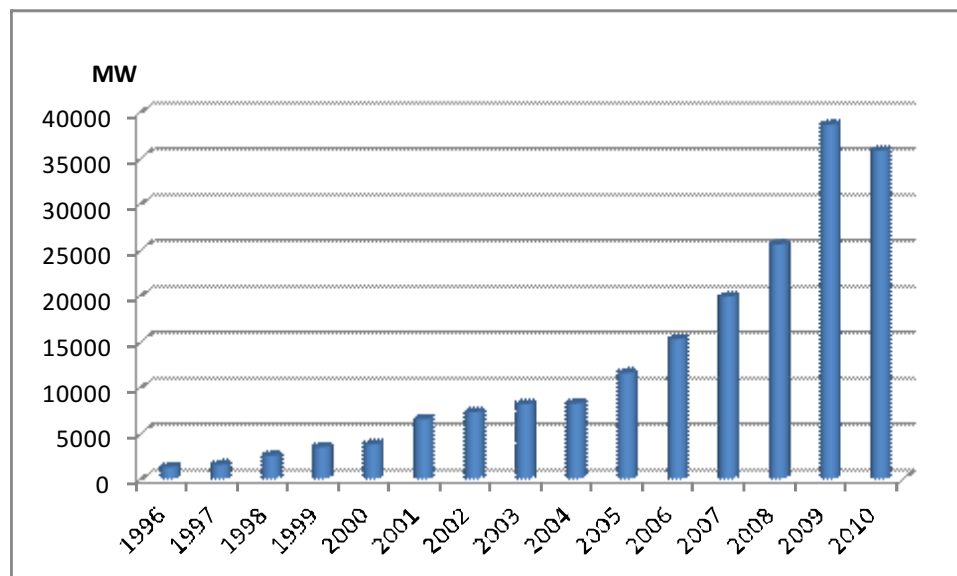
Otro aspecto de la gestión es la intercomunicación de las cuencas. Aspecto éste que obligaría a un plan hidrológico nacional, de cierta complejidad técnica y mayor complejidad política. Es penoso que, ante fenómenos nada extraños como las “gotas frías”, se tenga que producir el desembalse de importantes caudales de agua sin que se pueda aprovechar la misma. Estos excedentes bien podrían evacuarse a otras cuencas que pudieran estar en situación deficitaria en ese momento. De esta forma podría tenerse además un “mercado del agua” donde este recurso podría desplazarse a los usos más eficientes y rentables.

3.7 Energía eólica.

La energía eólica había tenido un gran desarrollo en Holanda y Dinamarca hasta mediados del siglo XIX, siendo fuente de energía fundamental en la entonces incipiente industria de estos países. Cayó en desuso con la Revolución Industrial y la preponderancia de los combustibles fósiles. Su empleo se recuperó con la crisis del petróleo. Desde 1975 se produjo un avance espectacular en el desarrollo de turbinas eólicas para la producción de energía eléctrica. El aumento de potencia eólica instalada es el resultado de la decisión de situar un gran número de generadores eólicos conectados a la red eléctrica, en lugar de utilizarse para usos aislados.

Se estima que del total de la energía que proyecta el Sol sobre la Tierra, aproximadamente un 0,7% acaba manifestándose como energía eólica. Esto supone $1,5 \cdot 10^{12}$ GWh de energía anual. Sin embargo, hay que tener en cuenta que la capa de aire llega hasta los 60 km de altura sobre el suelo, mientras que los aerogeneradores más grandes pueden tener más de 100 m de altura. Con ello, y siendo optimistas, sólo un 2% de la energía eólica que hay por el viento sería susceptible de ser aprovechada. Además de esto, si tenemos en cuenta que la mayoría de las instalaciones eólicas se colocarían en tierra firme o bien cerca de la costa (plataformas offshore), el potencial se reduce a $9 \cdot 10^9$ GWh.

Gráfica 3-5. Evolución de la potencia eólica instalada en el mundo por año.

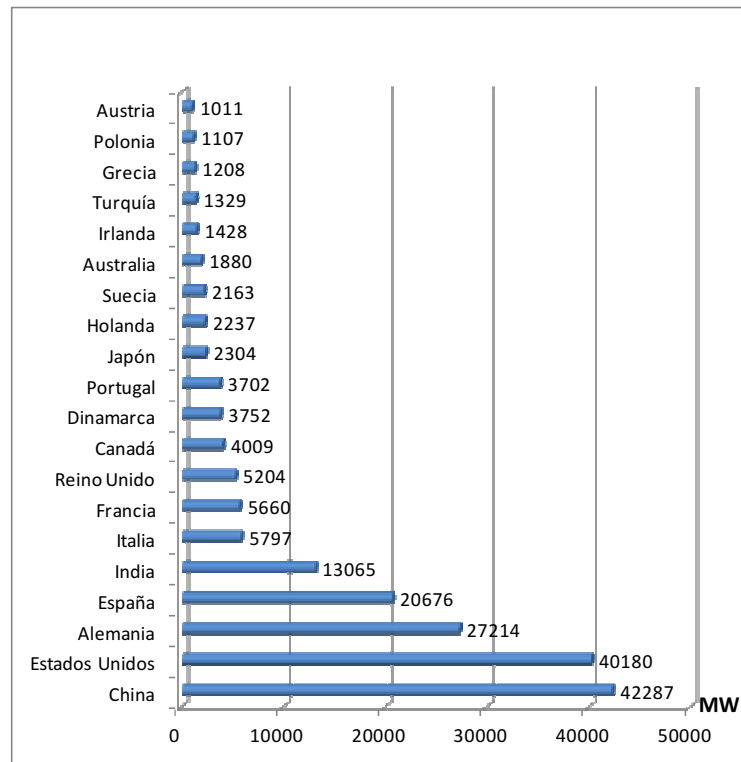


Fuente: WWEA, 2011.

Aquí no acaban nuestras reducciones, teniendo en cuenta el límite de Betz, de la energía total que tenga el viento, sólo podríamos aprovechar el 59% de esta energía. Lo que da $5,4 \cdot 10^9$ GWh. El total de producción eléctrica en el mundo en el año 2009 fue de $2,01 \cdot 10^7$ GWh, lo que quiere decir que el potencial bruto de producción de electricidad a partir de la energía eólica es de unas 265 veces las necesidades actuales. Claro que para esto habría que cubrir una superficie terrestre de aerogeneradores inasumible.

Según el *Reporte Anual de la Energía Eólica 2010 (WWEA-World Wind Energy Association)*, la capacidad instalada a nivel mundial alcanzó los 196.630 MW, de los cuales 37.642 MW fueron añadidos en 2010, cifra un poco menor que la de 2009. China se convirtió en el país con mayor capacidad instalada a nivel mundial y en el centro de la industria eólica a nivel internacional. En este país se instalaron 18.928 MW durante el año mencionado, contabilizando más del 50% de la capacidad instalada en todo el mundo. Con esto China supera a Estados Unidos en potencia eólica instalada.

Gráfica 3-6. Potencia eólica instalada total en países con más de 1000 MW, al final de 2010.



Fuente: *WWEA, 2011*

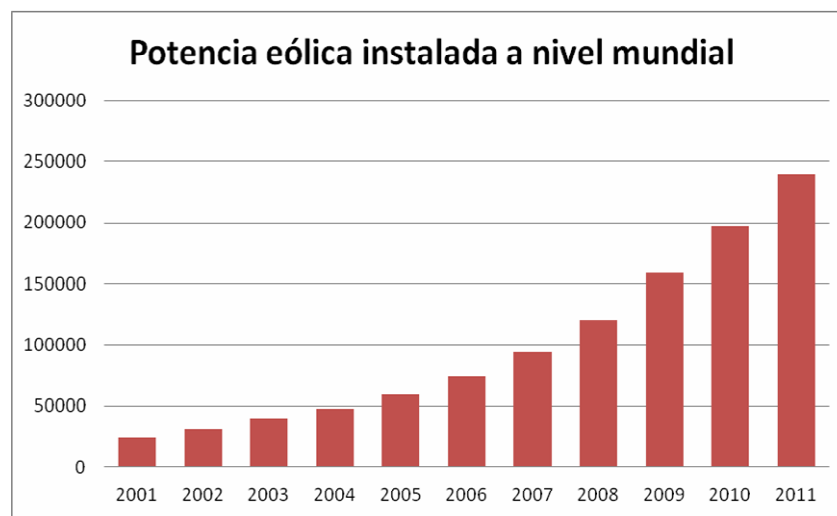
Por otro lado, muchos países de Europa occidental muestran cierto estancamiento en nuevas instalaciones, mientras que hay un fuerte crecimiento en varios países de Europa del

Este. Alemania mantiene la primera posición en Europa con 27.215 MW, seguida de España con 20.676 MW.

Por su parte, Iberoamérica y África continúan jugando un papel poco relevante dentro de las nuevas instalaciones.

Como consecuencias del desastre nuclear en Japón y el derrame de petróleo en el Golfo de México, se espera un reforzamiento de la política sobre energía eólica por parte de los distintos Gobiernos. Así, la WWEA cree posible llegar a una capacidad instalada a nivel mundial de 600 GW para el año 2015 y más de 1.500 GW para el año 2020.

Gráfica 3-7. Evolución de la potencia eólica instalada a nivel mundial, (MW).



Fuente: *Elaboración propia a partir de datos de WWEA.*

La disminución de la capacidad instalada, aparte de China, se puede ver como uno de los efectos de la crisis económica y de la falta de apoyo político para el fomento de la utilización de la energía eólica. Situación paradójica, pues mientras más y más políticos manifiestan su apoyo a la energía eólica, tales declaraciones no son acompañadas de las decisiones políticas necesarias. Especialmente en los Estados Unidos existe una gran incertidumbre con respecto a las regulaciones. Asimismo, en muchos países en desarrollo, aun existe una enorme brecha por lo que respecta a iniciativa política. No existe suficiente estabilidad y falta fiabilidad en las estructuras de mercado así como en recursos financieros.

Se obtiene una imagen distinta cuando se compara la potencia instalada (2010) con el tamaño del país o con la población.

En relación con su población, Dinamarca posee la mayor capacidad instalada per cápita (0,675 kW/hab), seguido por España (0,442 kW/hab), Portugal (0,344 kW/hab) y Alemania (0,334 kW/hab). Desde esta perspectiva, China solo alcanza 0,033 kW/hab.

En relación al territorio, Dinamarca vuelve a ser la primera con $86,6 \text{ kW/km}^2$, seguida por Alemania ($76,2 \text{ kW/km}^2$), Holanda ($53,8 \text{ kW/km}^2$), España ($40,9 \text{ kW/km}^2$) y Portugal ($40,2 \text{ kW/km}^2$).

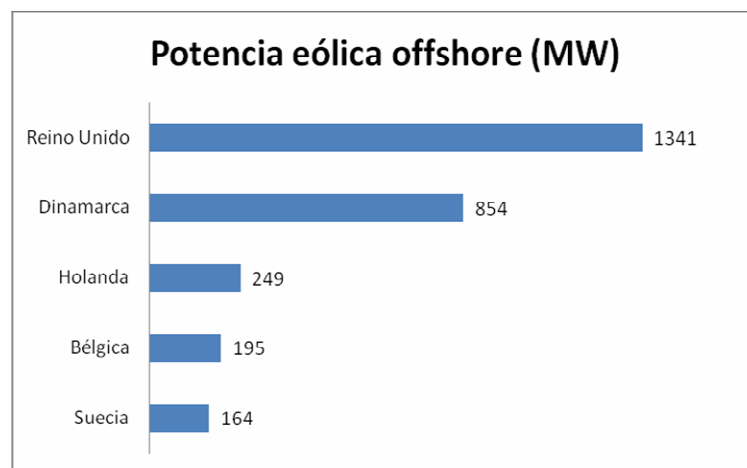
El conjunto de los aerogeneradores instalados en el mundo aportaron 430 TWh de energía eléctrica, lo que representó el 2,5% de la demanda mundial. En algunos países y regiones, la energía eólica se ha convertido en una de las principales fuentes de generación eléctrica. En términos de contribución a la producción de electricidad, Dinamarca vuelve a ser líder mundial. Los países con la contribución más alta son:

- Dinamarca: 21%.
- Portugal: 18%.
- España: 16%.
- Alemania: 9%.

En China, la energía eólica contribuyó con 1,2 % a la producción nacional de electricidad, mientras que en Estados Unidos supuso alrededor del 2%.

Por lo que respecta a los parques instalados en el mar, en 12 países existen parques offshore, diez de ellos en Europa, así como también en China y Japón. La capacidad offshore alcanzó 3.117,6 MW en 2010.

Gráfica 3-8. Potencia eólica offshore instalada en países de la UE en 2010, (MW).



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de WWEA.

China instaló su segundo parque eólico offshore cerca de Shangai, contando con una capacidad de 100 MW. Por su parte, Japón añadió el parque eólico Kamisu cerca de la costa (14 MW).

3.7.1 Recursos eólicos en España.

En España, suponiendo una ocupación de unos 20 aerogeneradores por km², con una potencia de 1 MW cada uno y suponiendo unas 2.000 horas equivalentes de funcionamiento da un potencial de generación eléctrica de unos 20 millones de GWh. Esto supone algo menos de 80 veces del consumo actual de electricidad. Es dato puede parecer esperanzador, pero si se quiere sustituir el consumo de la gasolina y el gasóleo en transporte por hidrógeno, las necesidades de producción eléctrica se tendrían que incrementar en un 60 %. Esto suponiendo una rendimiento medio de los motores térmicos actuales del 20%, que el rendimiento de los motores eléctricos más célula de hidrógeno sea del 60% y un rendimiento para la producción del H₂ del 80%. Esto supone que el potencial absoluto de energía eólica en España sería de unas 50 veces el consumo eléctrico actual más el de combustible para transporte. Puede parecer mucho, pero a un crecimiento de consumo del 3%, en 130 años quedarían saturadas las posibilidades de la energía eólica.

En la Tabla 3-9 se muestra un cálculo más realista y conservador. Considerando las áreas potenciales según el mapa eólico de España, para cada isozona se tiene un determinado área potencial (terrestre y marina, la de 450 W/m²) y se asume un 0,2% de ocupación de esa área potencial que podría destinarse a la instalación de parques eólicos con suficiente potencial de generar energía. Asimismo, se supone que el viento sopla de forma efectiva un 25% del tiempo.

Tabla 3-9. Potencial de energía eólica en España.

Isozona (W/m ²)	100	200	300	1000	450	TOTAL
Superficie teórica (km ²)	150.000	80.000	50.000	20.000	40.000	
0,2 % de ocupación de terreno (km ²)	300	160	100	40	80	680
MW (25% de funcionamiento al año)	7.500	8.000	7.500	10.000	9.000	42.000
Generación de energía, GWh/año	65.700	70.080	65.700	87.600	78.840	367.920
Número de generadores de 1 MW	30.000	32.000	30.000	40.000	36.000	

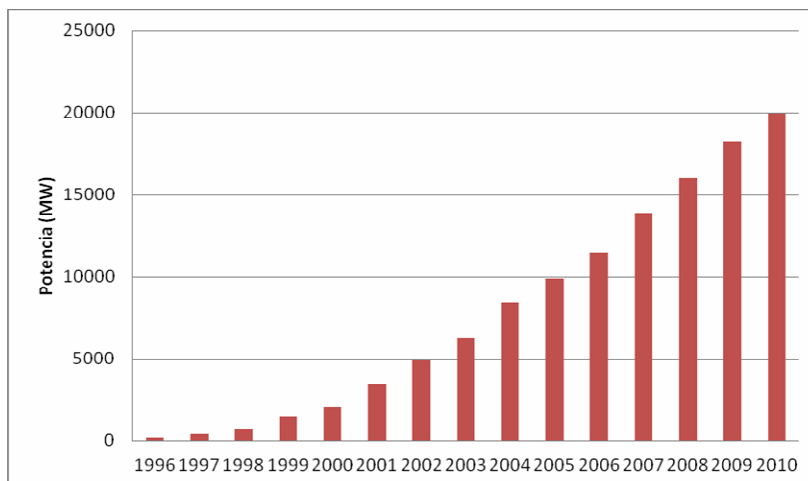
Fuente: *Energía, agua, medioambiente, territorialidad y sostenibilidad, 2011.*

El resultado es que con una ocupación de terreno de 680 km² (lo que supone un 0,15% de la superficie de España) la energía eólica podría llegar a cubrir 1,4 veces la demanda del año 2010 (260.609 GWh).

En la Gráfica 3-9 se representa la evolución de la potencia eólica instalada en España en los últimos tiempos. En ella se aprecia el constante crecimiento de dicha potencia. La potencia instalada a 31 de diciembre de 2010 se situaba en 20.676 MW, con lo que se lograba así el objetivo del Plan de Energía Renovables 2005-2010 de llegar a los 20.155 MW. España

es, de este modo, el segundo país europeo con más energía eólica instalada, detrás de Alemania y el cuarto del mundo.

Gráfica 3-9. Evolución de la potencia eólica instalada en España.



Fuente: Elaboración propia, datos REE.

En la Tabla 3-10 se indica la potencia eólica instalada por Comunidades Autónomas, así como valores relativos, como la potencia per cápita y la potencia por superficie. En valores absolutos, la Comunidad de Castilla y León es la que más potencia instalada presenta. Sin embargo, si analizamos desde el punto de vista relativo se ve que los desarrollos son muy dispares, según la Comunidad Autónoma de que se trate. Destacan especialmente, por la relación de potencia a superficie, las Comunidades de Galicia (106 kW/km²), Navarra (95,48 kW/km²) y La Rioja (82,66 kW/km²), lo que indica un gran desarrollo de este tipo de energía. Por el contrario, Comunidades como Madrid o Extremadura no tienen ninguna instalación eólica.

Por lo que respecta a Asturias, el desarrollo eólico se sitúa ligeramente por debajo de los parámetros nacionales, tanto por lo que respecta a la potencia per cápita (0,322 kW/pers frente a 0,388 kW/pers) como a la potencia por superficie (32,82 kW/km² frente a 36,10 kW/km²).

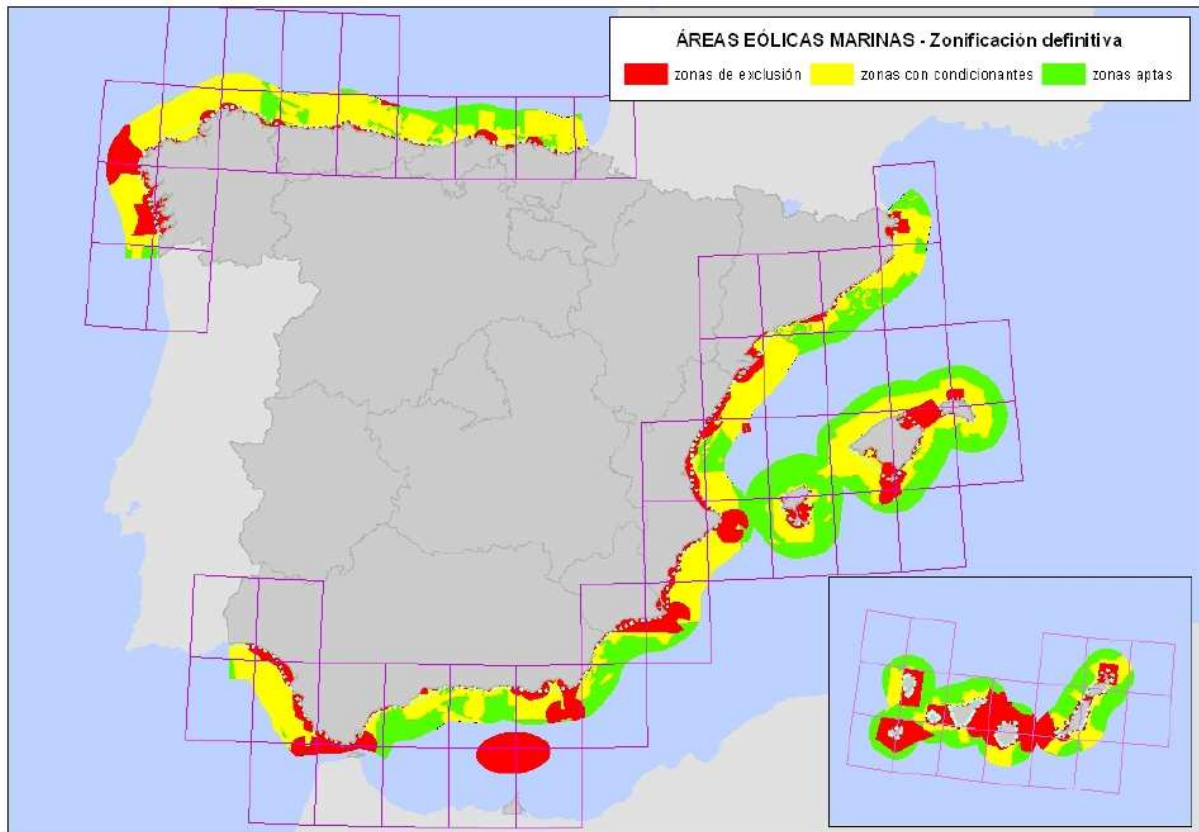
Tabla 3-10. Potencia eólica instalada por Comunidades Autónomas y datos relativos. (2009)

	Pot. Eólica (MW)	kW/pers	kW/km ²
Castilla y León	3824	1,495	40,58
Castilla-La Mancha	3524	1,666	44,35
Galicia	3137	1,122	106,07
Andalucía	2452	0,291	27,99
Aragón	1729	1,284	36,23
Navarra	992	1,545	95,48
Comunidad Valenciana	862	0,168	37,07

	Pot. Eólica (MW)	kW/pers	kW/km ²
Cataluña	497	0,066	15,48
La Rioja	417	1,291	82,66
Asturias	348	0,322	32,82
País Vasco	170	0,078	23,50
Murcia	150	0,102	13,26
Canarias	141	0,066	18,93
Cantabria	18	0,030	3,38
Baleares	4	0,004	0,80
Madrid		0,000	0,00
Extremadura		0,000	0,00
Total	18265	0,388	36,10

Fuente: Elaboración propia. Datos REE. 2010.

Figura 3-2. Mapa de la zonificación de áreas eólicas marinas.



Fuente: Ministerio de Industria, Comercio y Turismo. 2009.

La eólica marina es uno de los desafíos del sector. Mientras en tierra firme es una de las principales potencias del mundo, España no tiene ninguna instalación de este tipo en sus aguas. Las estimaciones más optimistas señalan el período entre 2012 y 2014 como fechas de su posible arranque.

En la Figura 3-2 se visualiza el mapa de España donde se pueden ver las zonas viables de construcción de parques offshore y zonas protegidas.

3.8 Energía solar.

Desde que surgió su estudio se le catalogó como la solución perfecta para las necesidades energéticas de todos los países debido a su universalidad y acceso gratuito. Para los usuarios, el gasto está en el proceso de instalación del equipo solar.

La potencia de la radiación varía según el momento del día, las condiciones atmosféricas que la amortiguan y la latitud. Se puede asumir que en buenas condiciones de radiación el valor es de aproximadamente 1000 W/m^2 en la superficie terrestre. Descontando la superficie marina y considerando un rendimiento de conversión de las células fotovoltaicas del 18%, el potencial energético bruto de la energía solar es de $6,04 \cdot 10^{16} \text{ kWh/año}$, lo que supone unas 3.000 veces la producción eléctrica mundial. Nuevamente, parece muchísimo, pero esto es suponiendo un cielo despejado durante todo el año y una ocupación con paneles total de la superficie terrestre. Si consideramos una reducción de la radiación incidente, por nubosidad, a un valor medio de 250 W/m^2 , y una ocupación del 5% de la superficie terrestre, así como del tiempo anual para operaciones de mantenimiento, resulta un potencial de sólo 30 veces la producción anual mundial de energía eléctrica.

Con la utilización de Sistemas Térmicos de Alta Temperatura con concentración se puede aumentar el rendimiento de conversión y por ello la potencialidad de esta fuente energética.

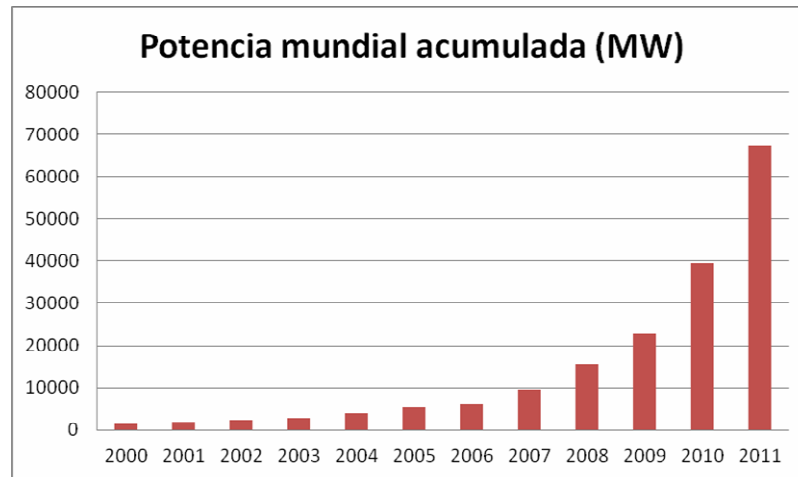
3.8.1 Energía fotovoltaica en el mundo.

En la Gráfica 3-10 se presenta la evolución de la potencia mundial de paneles fotovoltaicos. A pesar de que hasta finales de los años 90 Estados Unidos poseía la mayor potencia instalada, la rápida expansión de Japón y Europa en el mercado fotovoltaico ha hecho que, en los años 1999 y 2002, superaran, respectivamente, por primera vez a Estados Unidos. Desde entonces estas diferencias han aumentado.

En la Tabla 3-11 se refleja la distribución por países de la potencia fotovoltaica instalada. Destaca Alemania, pero sobre todo el fuerte incremento que se ha producido en 2011 en Italia, que tras la aprobación del Nuevo Conto, fija una prima fija adicional al precio

de mercado de la energía. Dentro de Europa, Francia y el Reino Unido también han experimentado fuertes incrementos en la potencia instalada.

Gráfica 3-10. Evolución de la potencia mundial acumulada, (MW).



Fuente: Elaboración propia, datos EPIA.

Fuera de Europa es China quien lidera el ranking de nuevas instalaciones con un total de 2 GW nuevos.

Tabla 3-11. Potencia fotovoltaica instalada en el mundo por países, (2011).

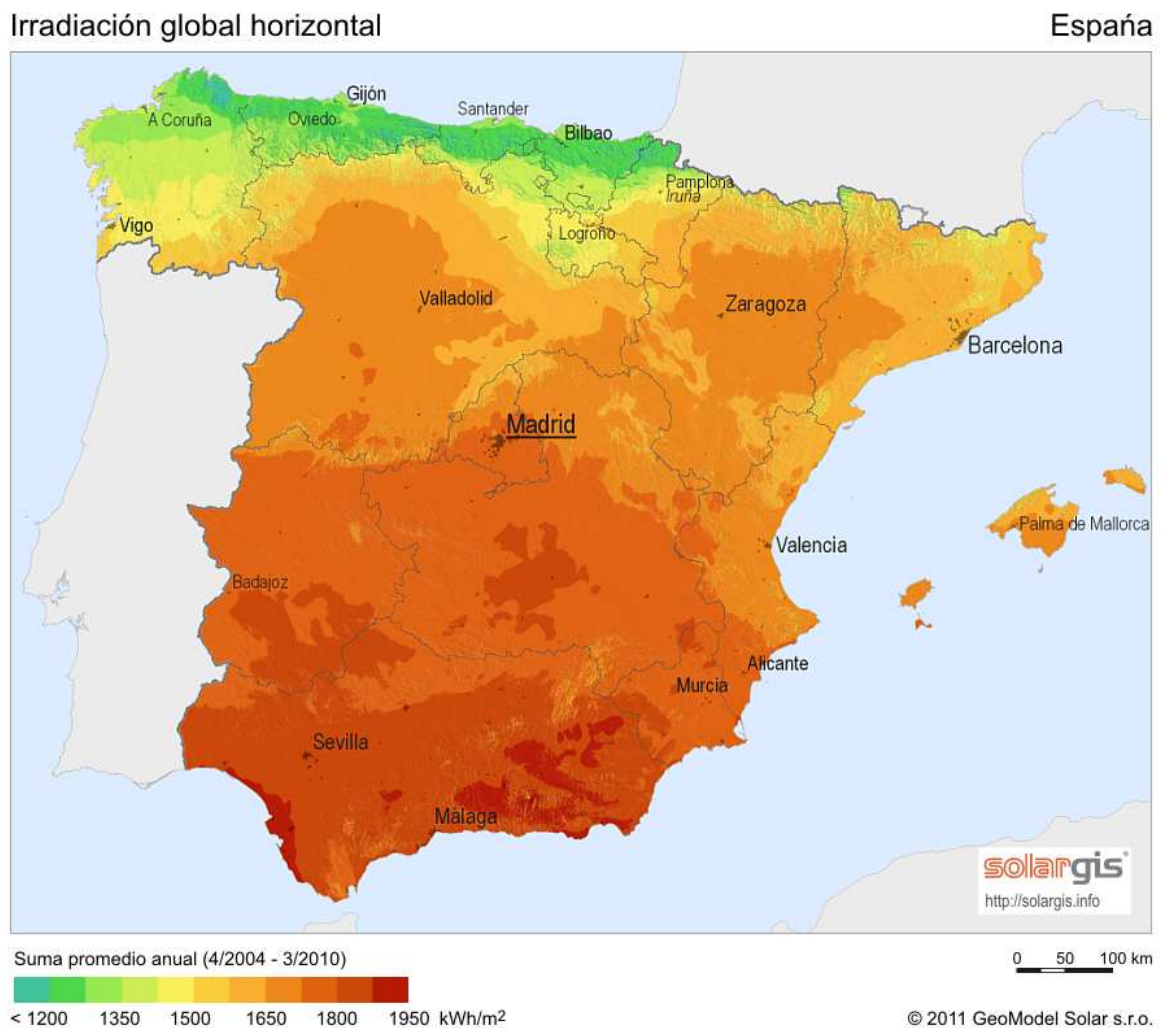
	País	Potencia acumulada (MW_p)
1	Alemania	24.700
2	Italia	12.500
3	Japón	4.700
4	España	4.200
5	Estados Unidos	4.200
6	China	2.900
7	Francia	2.500
8	Bélgica	1.500
9	Australia	1.200
10	Reino Unido	750
11	Grecia	500
12	Eslovaquia	500
13	Canadá	500
14	India	450
15	Ucrania	140
16	Resto del mundo	6.060
	Total	67.350

Fuente: EPIA – European Photovoltaic Industry Association

3.8.2 Energía fotovoltaica en España.

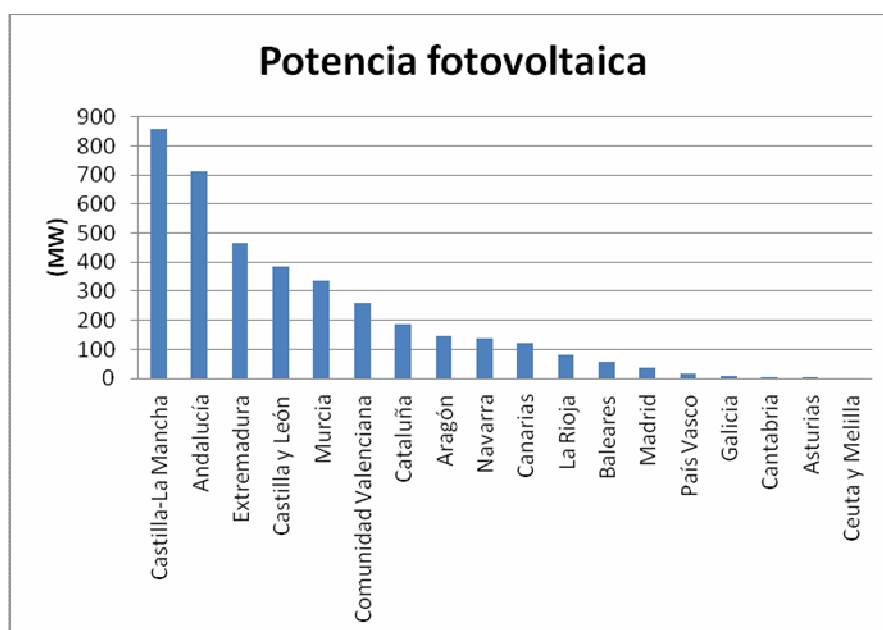
En la Figura 3-3 se puede ver el mapa con la distribución de irradiación incidente de España. Se aprecia claramente como esta irradiación va aumentando de norte a sur. En la Gráfica 3-11 se aprecia la distribución de la potencia instalada en España por Comunidades Autónomas. Se aprecia cierta coherencia entre la potencia instalada por Comunidad y la radiación potencial. Sin embargo, Andalucía, que disfruta de mayor radiación tiene menos potencia instalada que Castilla-La Mancha. En términos relativos (potencia instalada por superficie de la Comunidad), destaca sobre todas Murcia (29,61 kW/km²) y en un segundo nivel las Comunidades de Canarias (16,45 kW/km²), La Rioja (15,78 kW/km²) y Navarra (13,40 kW/km²) (Tabla 3-12). Estas dos últimas sorprendentemente, pues no estando en las zonas de mayor irradiación, sí parecen exprimir las posibilidades de la energía fotovoltaica. Su éxito radica en la apuesta por los sistemas de seguimiento solar de doble eje.

Figura 3-3. Mapa de España de irradiación incidente.



En el caso de Asturias, ocupa un coherente último lugar, tanto en potencia instalada en términos absolutos como en términos relativos. No obstante, esto parece bastante lógico puesto que no parece que sea la energía solar fotovoltaica el recurso natural más abundante en esta región, si bien tampoco se debería despreciar sus posibilidades y un mayor aprovechamiento en el futuro.

Gráfica 3-11. Potencia fotovoltaica instalada en España por Comunidades Autónomas, 2010.



Fuente: ASIF – Asociación de la Industria Fotovoltaica, 2010.

Tabla 3-12. Distribución de la potencia fotovoltaica instalada por Comunidades Autónomas y valores relativos.

	MW	kW/km ²
Castilla-La Mancha	856,9	10,78
Andalucía	713,5	8,15
Extremadura	464	11,14
Castilla y León	386,7	4,10
Murcia	335	29,61
Comunidad Valenciana	257,5	11,07
Cataluña	185,5	5,78
Aragón	147	3,08
Navarra	139,2	13,40
Canarias	122,5	16,45
La Rioja	79,6	15,78
Baleares	58,4	11,70
Madrid	35,2	4,38
País Vasco	18,5	2,56

	MW	kW/km ²
Galicia	10,3	0,35
Cantabria	1,9	0,36
Asturias	0,6	0,06
Ceuta y Melilla		
Total	3812,3	7,53

Fuente: Elaboración propia, ASIF. (2010).

3.8.3 Energía Solar Térmica de Alta Temperatura en el Mundo.

La producción de electricidad a partir de la energía solar térmica en el mundo ascendió en 2009 a 842 GWh.

En cuanto a la energía solar térmica de alta temperatura, España no está mal posicionada en relación con el resto del mundo. En la Tabla 3-13 se relacionan las mayores centrales solares del mundo. A partir de 2008 han ido entrando en servicio nuevas instalaciones solares. Contando con las que están actualmente en construcción o en trámite administrativo, la potencia conjunta se situará en torno a los 3 GW, la mayoría con capacidad de almacenamiento de energía.

Tabla 3-13. Principales centrales solares térmicas del mundo y de España.

Nombre	País	Localización	Año	Potencia (MW)
Solar Energy Generating Systems	EEUU	Desierto de Mojave, California		354
Martin Next Generation Solar Energy Center	EEUU	Florida		75
Nevada Solar One	EEUU	Nevada		64
Beni Mathar Plant	Marruecos	Ain Bni Mathar		20
Yazd integrated solar combined cycle power station	Irán	Yazd		17
Solnova	España	Sevilla		150
Andasol	España	Aldeire (Granada)		150
Extresol	España	Badajoz		100
Palma del Río Solar	España	Palma del Río		100
Manchasol	España	Alcázar de San Juan		100
Valle Solar	España	San José del Valle		100
Ibersol Ciudad Real	España	Puertollano		50
Albarado I	España	Badajoz		50
La Florida	España	Alvarado, Badajoz		50
Majadas de Tiétar	España	Cáceres		50
La Dehesa	España	La Garrovilla,		50

Nombre	País	Localización	Año	Potencia (MW)
		Badajoz		
Helioenergy-1	España	Écija		50
Lebrija-1	España	Lebrija		50
PS20 solar power tower	España	Sevilla		20
PS10	España	Sevilla		

Fuente: Wikipedia.

Solar Energy Generating Systems (SEGS) es la mayor central solar del mundo. Consiste en nueve plantas solares, situadas en el desierto de Mojave en California. La planta tiene una potencia instalada de 354 MW y un factor de utilización del 21%. Además, las turbinas pueden funcionar por la noche quemando gas natural.

La central **Solnova** dispondrá de 5 unidades de 50 MW cada una. Solnova-IV entró en funcionamiento en agosto de 2010. La central está ubicada en Sanlúcar la Mayor. De momento están en funcionamiento los grupos I, II y IV.

Andasol es la primera planta de concentración parabólica de Europa. Consta de tres plantas de 50 MW. Debido a la elevada altitud (1.100 m) y al clima semiárido, dispone de una insolación excepcionalmente alta (2.200 kWh/m²). Andasol tiene un sistema de almacenamiento térmico que absorbe parte del calor producido en el campo solar durante el día. Este calor se almacena en una mezcla de sal fundida del 60% de nitrato de sodio y 40% de nitrato potásico. Esto permite que la turbina siga produciendo electricidad durante la noche o cuando el cielo está cubierto y así casi doblar el número de horas operacionales al cabo del año. La reserva total de calor alcanza los 1.010 MWh de energía, cantidad suficiente para permitir la operación de la turbina durante 7,5 horas a plena carga en caso de lluvia o cielo cubierto.

Extresol es una central solar de concentración de tipo parabólica que consta de 3 plantas de 50 MW, situada en Torre Miguel Sesmero en Badajoz. Al igual que Andasol, dispone de un sistema de almacenamiento de calor con sales fundidas.

3.9 Biomasa.

La biomasa ha sido el primer combustible de la humanidad y sigue siendo el principal combustible de los entornos rurales y de los países menos desarrollados. Sin embargo, la utilización de la leña, fundamentalmente, supone un problema para el avance de la desertización en muchos países y, además, es un proceso de bajo rendimiento energético.

Según datos del Fondo de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO), “algunos países pobres obtiene el 90% de su energía de la leña y otros biocombustibles”. En África, Asia e Iberoamérica representa la tercera parte del consumo energético y para 2.000 millones de personas es la principal fuente de energía en el ámbito doméstico. Pero, en muchas ocasiones, esta utilización no se realiza mediante un uso racional y sostenible de los recursos, sino como una búsqueda desesperada de energía que provoca la deforestación de grandes áreas, dejando indefenso el suelo frente a la erosión. Según datos de la Agencia Internacional de la Energía, la biomasa sólida contribuyó en 2009 al 9,1% en el suministro de energía primaria mundial y supuso el 71,5% del suministro total de energías renovables. Sin embargo, se observa una tendencia a la baja. Mientras que el abastecimiento total de energía procedente de energías renovables ha aumentado un 1,9% anualmente desde 1990 hasta 2010, la energía generada mediante biomasa sólida aumentó únicamente el 1,3% por año.

La mayor parte de la biomasa sólida se produce en países que no pertenecen a la OCDE (86,5%), sin embargo, las tasas de crecimiento son comparables a las de los países pertenecientes a la OCDE. En los países en vías de desarrollo, sobre todo en el sur de Asia y en el África subsahariana, la biomasa sólida se utiliza en los hogares para cocinar y calentar. En 2008, Asia (sin incluir China) y África generaron cerca del 60% de la demanda mundial de biomasa sólida. La generación de electricidad bruta a partir de biomasa sólida a nivel mundial ascendió en el año 2009 a cerca de 125.600 GWh. Entre 1999 y 2009, el crecimiento anual medio fue del 1,6%. Estados Unidos, el mayor productor de electricidad a partir de biomasa sólida, produjo el 32% (40.000 GWh) de la producción mundial, seguido de Alemania con un porcentaje de, aproximadamente, el 10% (12.900 GWh). Los tres países líderes en la producción de energía primaria per cápita a partir de biomasa sólida son Finlandia, Suecia y Estonia. En Hungría, Polonia y Bélgica, la biomasa sólida representó la mayor fuente de energía para la generación de electricidad a partir de energías renovables, mientras que en Grecia, Islandia y Luxemburgo, la combustión de biomasa no fue relevante para la producción de energía eléctrica.

En la Tabla 3-14 se puede observar que en la UE-27 la media de RSU a vertedero es del 40% y la de incineración del 20%. No obstante, también se observa que estos valores medios están condicionados por la contribución de los países del Este de la UE que tienen tasas de vertedero muy altas: Bulgaria (100%), Rumanía (99%), Lituania (96%), Malta (97%) o Polonia (87%); mientras que otros países más avanzados en materia de gestión de residuos,

como Bélgica, Dinamarca, Alemania, Holanda, Austria o Suecia tienen valores inferiores al 5%. Estos países presentan altas tasas de reciclado y también de incineración.

Tabla 3-14. Gestión de RSU por Estados miembros de la UE (2008).

País	RSU generados (kg/persona)	RSU tratados (%)			
		Vertedero	Incineración	Reciclado	Compostaje
UE-27	524	40	20	23	17
Bélgica	493	5	36	35	25
Bulgaria	467	100	0	0	0
Rep. Checa	306	83	13	2	2
Dinamarca	802	4	54	24	18
Alemania	581	1	35	48	17
Estonia	515	75	0	18	8
Irlanda	733	62	3	32	3
Grecia	453	77	0	21	2
España	575	57	9	14	20
Francia	543	36	32	18	15
Italia	561	44	11	11	34
Chipre	770	87	0	13	0
Letonia	331	93	0	6	1
Lituania	407	96	0	3	1
Luxemburgo	701	19	36	25	20
Hungría	453	74	9	15	2
Malta	696	97	0	3	0
Holanda	622	1	39	32	27
Austria	601	3	27	29	40
Polonia	320	87	1	9	4
Portugal	477	65	19	9	8
Rumanía	382	99	0	1	0
Eslovenia	459	66	1	31	2
Eslovaquia	328	83	10	3	5
Finlandia	522	50	17	25	8
Suecia	515	3	49	35	13
Reino Unido	565	55	10	23	12

Fuente: Eurostat, 2008.

El uso de la biomasa como materia energética de los países desarrollados ha pasado y pasa por el desarrollo de la tecnología adecuada para aumentar el rendimiento del proceso de combustión de la biomasa y por el aprovechamiento de residuos o cultivos que favorezcan el desarrollo de las zonas rurales. Existen posibilidades de aprovechamiento de cultivos energéticos, de residuos agrícolas, ganaderos e industriales o comerciales, tanto para la fabricación de biocombustibles, como para la generación de electricidad.

En Europa, el 54% de la energía primaria de origen renovable procede de esta fuente, aunque sólo supone el 4% sobre el total energético. La mayor parte del consumo es destinada

a la producción de calor en viviendas unifamiliares, comunidades de vecinos y en redes de calefacción centralizada. En general, en torno al 85% se destina a usos térmicos y el 15% a la producción de electricidad.

Tabla 3-15. Producción de electricidad en el mundo a partir de biocombustibles y residuos, 2009.

Fuente	Energía (GWh)
Residuos Sólidos Urbanos	58.152
Residuos industriales	12.698
Biocombustibles sólidos primarios	174.596
Biogases	37.856
Biocombustibles líquidos	4.811

Fuente: AIE-Agencia Internacional de la Energía, 2009.

3.9.1 La biomasa en España.

Según el “Inventario de Plantas de Biomasa, Biogás y Pellets” publicado por la Asociación de Productores de Energías Renovables (APPA), en España, en 2010 había 22 plantas que generan electricidad a partir de biomasa (358,5 MW), 4 plantas de gasificación (3,7 MW), 30 de biogás (97,9 MW) y 4 de Residuos Sólidos Urbanos (49,6 MW). En total, tenemos 509,8 MW de potencia eléctrica procedente de la biomasa. El Plan de EERR para esta fecha preveía alcanzar 1.317 MW.

Aproximadamente, una cuarta parte de la energía procedería de los residuos urbanos, otra cuarta parte de los residuos industriales y más del cincuenta por ciento de los residuos forestales y agropecuarios.

Tabla 3-16. Total de potencia instalada en plantas de biomasa según tipología, 2010.

Tipo de planta	Nº	Potencia instalada (MW)
Plantas de biomasa	22	358,485
Plantas de gasificación	4	3,722
Plantas de biogás	30	97,941
Plantas de RSU	4	49,645
Plantas de pellets	5	
Total	65	509.793

Fuente: APPA – Asociación de Productores de Energías Renovables, 2010.

Con una recuperación energética eficiente de los residuos, España podría obtener a partir de ellos un 8,3% de su consumo de energía primaria en 2010. En estos momentos se recupera en torno al 3%. El volumen maderable con corteza en la totalidad de los montes españoles es de aproximadamente 600 millones de metros cúbicos; el crecimiento anual de ese volumen en los últimos 10 años (2000-2010) es de alrededor de 30 millones de metros

cúbicos. Las cortas actuales anuales apenas suponen la mitad del crecimiento anual. El problema es que sólo un 15% de la superficie forestal está ordenado cuando la clave para potenciar el uso sostenible de los bosques, aumentando la movilización de biomasa y madera es aumentar la superficie sujeta a planes de gestión.

Los cultivos con fines energéticos en los sectores residencial-comercial e industrial apenas están explotados.

Respecto al biogás hay que distinguir varios subsectores. El biogás de vertedero ha cumplido su objetivo en el Plan de Energías Renovables 2005-2010. Otra cosa es el biogás correspondiente a residuos industriales. El número de proyectos se queda muy corto si lo comparamos con los que se presentan en países como Italia o Alemania. El motivo se debe a que mientras las explotaciones de biogás de vertedero suelen estar vinculadas a la administración y sólo es necesario su captación y envío a los motores, en las instalaciones agroindustriales o ganaderas hacen falta digestores. Estas instalaciones requieren mayor inversión, lo que limita parcialmente su avance. Sin embargo, el recurso es importante, ya que España cuenta con la segunda cabaña de ganado porcino de la Unión Europea con 25 millones de cerdos, por lo que siguen sin gestión millones de toneladas de purines.

Respecto a los usos térmicos de la biomasa, el desarrollo también es limitado. No es mucho lo que se ha hecho en la biomasa “moderna”. Los sistemas centralizados de calefacción por biomasa son escasos: Cuéllar (Segovia), urbanización Bulevar Sol (Sevilla), Parque Científico Tecnológico del Aceite y del Olivar de Jaén, cooperativa de consumo Alfonso II de Oviedo.

3.10 Geotérmica.

El Departamento de Energía de Estados Unidos, afirmaba en 2003: “Es muy vasto el potencial de energía geotérmica que poseemos en la Tierra, justo debajo de nuestro pies. Equivale a 50.000 veces la energía que se obtiene de todos los recursos de gas y petróleo del mundo”. Ante tal declaración cabe preguntarse si gracias a esta fuente de energía la Humanidad tiene abastecidas sus necesidades energéticas para los próximos siglos. Sin embargo, el aprovechamiento industrial de la energía geotérmica es un acontecimiento relativamente moderno, que ha experimentado un crecimiento importante en los últimos años.

El concepto de recurso geotérmico es tan amplio que engloba desde el calor que se puede encontrar en los horizontes más superficiales del suelo, para los que el calor que

proviene del interior de la Tierra tiene una importancia insignificante, pues es el propio suelo el que absorbe parte de la energía solar, hasta el calor almacenado en rocas situadas a las profundidades que se pueden alcanzar con técnicas de perforación de pozos petrolíferos, que actualmente son de unos 10 km.

Con la tecnología disponible hoy día para la explotación de la energía geotérmica, se pueden aprovechar recursos geotérmicos hasta 5.000 m de profundidad y que no superen los 400°C de temperatura.

Tabla 3-17. Potencial geotérmico mundial, 2006.

Categoría de recurso	Energía (EJ)
Base de recursos accesible	140.000.000
Base de recursos útil	600.000
Recursos geotérmicos	5.000
Reservas geotérmicas	500

Fuente: *Geothermal Energy. Clauser, C. 2006.*

En la Tabla 3-17 se expresa el potencial geotérmico mundial. Como explicación de la tabla se indica el criterio de las diferencias categorías de recursos:

- **Base de recursos accesible** es toda la energía térmica almacenada entre la corteza terrestre y los primeros 5.000 de profundidad, estimada para una determinada área del planeta y calculada a partir de la temperatura media anual regional. Teóricamente podría ser extraída con la tecnología actual. La distribución del potencial geotérmico mundial de Base de Recurso Accesible por regiones puede verse en la Tabla 3-18.
- **Base de recursos útil** es la fracción de la anterior que está almacenada en los primeros 3.000 m bajo la superficie terrestre.
- **Recursos geotérmicos** son la fracción de la anterior que podría ser explotada en los próximos 40-50 años. Incluye cantidades de recursos que, en el momento de la estimación, se consideran subeconómicas. Algunos autores prolongan el futuro inmediato hasta al menos los próximos 100 años.
- **Reservas geotérmicas** son la fracción de los recursos geotérmicos que pueden ser explotados económicamente en los próximos 10-20 años. Aunque parezca de baja cuantía energética estas reservas, comparadas con los otros recursos, debe tenerse en cuenta que el consumo de energía primaria mundial es de unos 450 EJ. Una tercera parte de esa cantidad puede considerarse de alta temperatura, apropiada para producir electricidad.

Tabla 3-18. Distribución de recursos geotérmicos por regiones, 2006.

Región	Energía (EJ)	Total (%)
América del Norte	26.000.000	18,60
Latinoamérica y Caribe	26.000.000	18,60
Europa Occidental	7.000.000	5,00
Europa Oriental y antigua URSS	23.000.000	16,40
Oriente Medio y África del Norte	6.000.000	4,20
África subsahariana	17.000.000	7,90
Pacífico Asiático (excepto China)	11.000.000	7,90
China	11.000.000	7,90
Asia Central y Meridional	13.000.000	9,30
Total	140.000.000	100,00

Fuente: *Geothermal Energy. Clauser, C., 2006.*

En el año 2000, la capacidad geotermo-eléctrica instalada a nivel mundial era de 8.000 MWe, y de 9.000 MWe en el año 2005. En la Tabla 3-19 se refleja la potencia eléctrica de origen geotérmico instalada en el mundo en 2005. Destacan por su aportación, Estados Unidos, Filipinas, México, Indonesia e Italia. No obstante, es de esperar que un gigante como China pronto tenga un crecimiento sustancial en estas tecnologías.

Tabla 3-19. Capacidad de producción eléctrica instalada, 2005.

País	Potencia instalada (MWe)
Alemania	0,20
Australia	0,20
Austria	1,00
China	28,00
Costa Rica	163,00
Estados Unidos	2.544,00
El Salvador	151,00
Etiopía	7,00
Filipinas	1.931,00
Francia (Guadalupe)	15,00
Guatemala	33,00
Indonesia	797,00
Islandia	322,00
Italia	790,00
Japón	535,00
Kenia	127,00
México	953,00
Nicaragua	77,00
Nueva Zelanda	435,00
Papúa Nueva Guinea	39,00
Portugal (Islas Azores)	16,00
Rusia (Kamchatka)	79,00
Tailandia	0,30
Turquía	20,40

País	Potencia instalada (MWe)
Total	9.064,10

Fuente: IGA. *International Geothermal Association, 2007.*

Tabla 3-20. Potencia geotérmica instalada en Europa, 2009.

País	2008		2009	
	Potencia instalada (MWe)	Potencia neta (MWe)	Potencia instalada (MWe)	Potencia neta (MWe)
Italia	810,5	670,5	843,0	695,1
Portugal	29,0	25,0	29,0	25,0
Francia	17,5	17,5	17,5	17,5
Alemania	6,6	6,6	6,6	6,6
Austria	1,4	0,7	1,4	0,7
Total	865,0	720,3	897,5	744,9

Fuente: *The State of renewable energies in Europe. 10th Eurobserv'er Report-2010.*

La realidad, no obstante, es que este tipo de energía no alcanza el 1% de la energía eléctrica producida en el mundo.

3.10.1 La energía geotérmica en España.

La situación del uso de la energía geotérmica en España da un balance muy pobre.

La potencia instalada para utilización de calor geotérmico en el año 2005, era de 22,28 MW_t. Mientras que la potencia instalada para producción de electricidad es nula.

El número de bombas de calor geotérmicas instaladas en el país en el año 2006, según fuentes del sector, era de alrededor de 300. La mayoría se encuentran en Cataluña, principalmente en viviendas residenciales de nueva construcción.

En España no se explotan recursos geotérmicos de alta ni de media temperatura. El recurso geotérmico de mayor temperatura, 78 °C, se aprovecha en Montbrió del Camp, en Tarragona, para calefacción de invernaderos.

Los motivos de tan escasa utilización de los recursos geotérmicos de más de 30 °C hay que atribuirlos a causas geológicas y económicas. La Geología no ha dotado al país de condiciones favorables para ocupar un lugar destacado entre los países geotérmicos de la Unión Europea. La única región con vulcanismo actual son las Islas Canarias. Las manifestaciones geotérmicas se encuentran asociadas a fallas y fracturas en las cadenas montañosas y en las cuencas de sus flancos, particularmente en las cuencas neógenas de la Cordillera Costero Catalana, en la parte nororiental de la Península y en las cuencas intramontañosas de las Cordilleras Béticas.

3.11 Energía del mar.

3.11.1 Energía mareomotriz.

La magnitud de las mareas no es la misma en todos los lugares. Es nula en algunos mares interiores, como en el Mar Negro, entre Rusia y Turquía; de escaso valor en el Mediterráneo, en el que sólo alcanza entre 20 y 40 centímetros. Es débil en el océano Pacífico. Por el contrario, son muy elevados los valores que se presentan en determinadas zonas del océano Atlántico, que es en el que se registran las mayores mareas. Así, en la costa meridional Atlántica de Argentina, en la provincia de Santa Cruz, la diferencia de altura entre la pleamar y la bajamar es de 11 metros. Pero aún son más altas las mareas de determinados lugares, tales como en las bahías de Fundy y Frobisher, en Canadá (19 m), en el estuario del río Severn (13,6 m) en Gran Bretaña y en las bahías de Mont-Saint-Michel (12,7 m) y en el estuario de Rance (13 m), en Francia.

Figura 3-4. Lugares del mundo con recursos mareomotrices.



La potencia asociada a las mareas se estima del orden de 3 TW. Sin embargo, para que el aprovechamiento eficaz de la energía mareomotriz es necesario que la amplitud de las

mareas sea al menos de cinco metros y que exista una bahía apropiada para la recogida y almacenamiento del agua en las pleamares. Además, la potencia disponible en las costas se reduce a valores del orden de 1 TW, ya que teniendo en cuenta las pequeñas amplitudes de las mareas comparadas con los saltos de los aprovechamientos hidroeléctricos, es necesario disponer de grandes volúmenes de agua y, por tanto, diques de gran longitud. Estas condiciones se reúnen en pocos lugares del mundo (Figura 3-4). Por tanto, teniendo en cuenta el rendimiento de estas centrales la potencia mareomotriz viable es de 15 GW.

En el verano de 1966 se puso en marcha la primera planta de energía mareomotriz situada en el río Rance, en el noroeste de Francia. Una presa de 725 m de longitud separa el estuario del mar abierto y crea una cuenca de 22 km², la cual permite almacenar 184 millones de m³ de agua. Cuenta con 23 turbinas de bulbo y una potencia de 230 MW.

En 1968 se puso en funcionamiento en la bahía de Kislaya (Rusia) un prototipo de central mareomotriz de pequeña potencia (80 MW).

En China, ocho centrales con una potencia total de 6.210 kW explotan este tipo de energía.

En Canadá, la central de Anápolis tiene una potencia de 20 MW.

A pequeña escala, en el norte de Noruega se ha empezado a producir electricidad con una planta submarina que aprovecha la fuerza de las corrientes marinas originadas por las mareas. La planta está situada en el canal de Kvalsund, cerca de la ciudad de Hammerfest, donde se producen diferencias de más de diez metros entre la pleamar y la bajamar. Esta oscilación mueve las palas de varias turbinas submarinas, similares a las de los parques eólicos, que están ancladas al fondo marino y que se posicionan siempre frente a la corriente.

El obstáculo para la explotación de esta fuente energética no sólo es operacional, sino también económico. El período durante el cual se puede generar energía es menor que el de un sistema convencional. Si se quisiera operar durante los ciclos de marea con una potencia instalada de 8,6 GW (capacidad propuesta para instalar en el estuario del río Severn, Gran Bretaña), sólo se podría ofrecer la misma “potencia equivalente” de una planta convencional de 1 ó 2 GW. Por tanto, se necesita invertir en equipos de gran capacidad que sólo se usan intermitentemente para reemplazar una cantidad limitada de la energía generada por una planta convencional.

Las instalaciones mareomotrices tienen un alto costo de inversión en relación a la energía producida, si se comparan con la mayoría de los otros tipos de plantas eléctricas. Por

lo que se puede concluir que necesitan mucho más tiempo para recuperar el valor de la inversión.

Por ello, se suele señalar que esta fuente de energía es sólo viable en lugares de mareas altas y en los que el cierre no suponga construcciones demasiado costosas. No obstante, la central de la Rance (Francia), aunque la construcción de la presa resultó cara, los costes de la energía generada eran comparables, en 1989, a los producidos por las plantas nucleares francesas.

De momento, la energía de las mareas se presenta como una opción poco atractiva desde el punto de vista económico. Sin embargo, teniendo en cuenta que la vida de estas instalaciones pueden superar los 75 años, y que los costes de operación (combustibles) son nulos, es probable que cuando los precios de los combustibles fósiles y de la energía nuclear aumenten estos proyectos puedan ser económicamente viables

3.11.2 Energía undimotriz y de las corrientes.

En el mundo existen zonas con una altísima energía de las olas. Las áreas de más energía son las costas de Escocia, norte de Canadá, Sudáfrica, Australia y las costas norte y noroeste de Estados Unidos. En el noroeste del Pacífico se estima un potencial de 40 a 70 kW por metro lineal de costa. Teniendo en cuenta que la costa oeste de Estados Unidos tiene 1.800 km de longitud, la energía undimotriz proporcionaría un máximo de potencia entre 76.000 y 126.000 MW. El total de la potencia mundial de este tipo de fuente de energía se estima en 5 TW.

El potencial de aprovechamiento de las corrientes marinas en todo el mundo se estima en 450 GW. Sin embargo, para mediados de este siglo podría multiplicarse por seis. Si bien el impacto ambiental de estas instalaciones sobre la navegación y la pesca es mínimo, la disminución de las corrientes aguas abajo de la instalación podría modificar las condiciones climáticas y el transporte de sedimentos. Por consiguiente, es necesario realizar un estudio de impacto ambiental previo y preciso en cada zona. Algunos ríos y estuarios, como el East River (Nueva York), ya tienen instaladas turbinas en su lecho. Los expertos auguran que aprovechando de este modo la corriente del Golfo, en la costa este de Estados Unidos, se podría generar la energía suficiente para la demanda interna de todo el país.

3.11.3 Energías marinas en España.

En España, por lo que respecta a la energía mareomotriz sólo existen posibilidades en la costa atlántica y han sido poco estudiadas.

Otra cosa es la energía undimotriz, que tiene gran potencial de aplicación, sobre todo en el Cantábrico. El potencial del mar Cantábrico oscila entre 60 y 70 MW/km de costa, mientras que en el Mediterráneo es de 10 MW/km. Con la tecnología disponible en la actualidad, se calcula que el potencial undimotriz en España es de 6 TWh/año, que ocupando una parte importante del litoral, podría generar el 2,5% de la electricidad consumida. Desde 2007, existen varios proyectos: En Asturias, un sistema modular de boyas va a generar 14 MW; en Cantabria, otro modelo de boya, se instalarán 1,4 MW; mientras que en el País Vasco se va a usar una tecnología de columna de agua oscilante acoplada a escolleras.

Por lo que respecta a la energía de las corrientes, el estrecho de Gibraltar es, aparentemente, una zona propicia para aprovechar las corrientes marinas. Estudios recientes comprobaron que en la mejor zona, en las cercanías del cabo Camarinal (Cádiz), a unos 300 m de profundidad, el caudal submarino transportado desde el Mediterráneo hasta el Atlántico era de 100.000 m³/s, aunque la velocidad apenas alcanza los 2,8 m/s. Sin embargo, con las nuevas tecnologías se requieren palas de menor tamaño que permitirían aprovechar de manera rentable esta energía.

Capítulo 4:
Producción, transporte y distribución de electricidad en España

4 Producción, transporte y distribución de electricidad en España.

El desarrollo del sistema de generación en España refleja la visión y las posibilidades del país en cada momento histórico:

- Durante la autarquía, la principal fuente de energía del parque de generación fue la hidráulica y en menor medida el carbón nacional, en coherencia con la situación de aislamiento de la época.
- Con el plan de estabilización, la apertura al exterior y unos precios del petróleo reducidos, durante la década de los sesenta y primeros setenta, se desarrolló un parque de generación de centrales de fuel, con inversiones específicas más pequeñas, plazo de construcción más corto y una operación más flexible que las de carbón.
- Tras la crisis del petróleo del 73, el encarecimiento del crudo y la sensación de escasez y problemas de garantía de suministro, se potenció el desarrollo del plan nuclear y de centrales de carbón nacional y de importación.
- En la primera mitad de los ochenta, tras la crisis económica e industrial de los años anteriores y la sobredimensión de los Planes Energéticos Nacionales de los setenta, el sistema se encontró con un importante exceso de capacidad de generación (que en cierto modo facilitó la moratoria nuclear y el parón de los proyectos de generación térmica convencional), colocando al endeudado sector eléctrico en una situación económica crítica al coincidir además con unos tipos de interés muy altos.
- En la década que va de 1985 a 1995, se potenciaron los sistemas de cogeneración y se desarrolla la capacidad hidráulica remanente (concretamente las minihidráulicas).
- Desde la segunda mitad de los noventa se ha fomentado enormemente la generación eólica y se han desarrollado los ciclos combinados, reflejando la mayor sensibilidad medioambiental y el perfeccionamiento y mejora de los rendimientos de estas tecnologías de generación.

Las distintas “oleadas” inversoras han creado un parque de generación diversificado, con una adaptación razonable a la demanda, un nivel de autonomía bastante alto, precios relativamente competitivos y unas emisiones específicas que están entre las mejores del mundo desarrollado.

En la Tabla 4-1 y en la Gráfica 4-1 se representa cómo evoluciona la distribución de la cobertura de la demanda según la fuente de energía primaria. En primer lugar, se puede observar que la demanda de electricidad disminuye en los dos últimos años, como consecuencia de la crisis económica que sufrimos. Analizando las distintas tecnologías se puede apreciar un incremento significativo de la producción de electricidad a partir de la energía hidráulica, como consecuencia del excepcionalmente buen año pluviométrico que fue el 2010.

La energía nuclear se mantiene en su nivel de producción, con ligeras oscilaciones en función de las paradas por revisión y recarga del combustible.

Respecto a la electricidad con origen en el carbón se aprecia un paulatino y constante descenso. Hasta el punto de haber disminuido en el año 2010 hasta la tercera parte de la producción registrada en el 2006.

Por su parte las centrales de ciclo combinado, tras experimentar un fuerte crecimiento en su producción en los años anteriores, se observa un máximo en el 2008 y una disminución en los dos años siguientes. La bajada del año 2009 se explica por una cierta sustitución por electricidad procedente del régimen especial (energías renovables) y sobre todo por el descenso en la demanda. La nueva bajada del año 2010, a pesar de una cierta recuperación del consumo, el buen año de precipitaciones supone un incremento notable de la energía de origen hidráulico y, por tanto, la sustitución del gas por esta fuente, aparte del crecimiento de renovables como minihidráulica, eólica, fotovoltaica y biomasa.

Tabla 4-1. Evolución anual de la cobertura de la demanda de energía eléctrica (GWh).

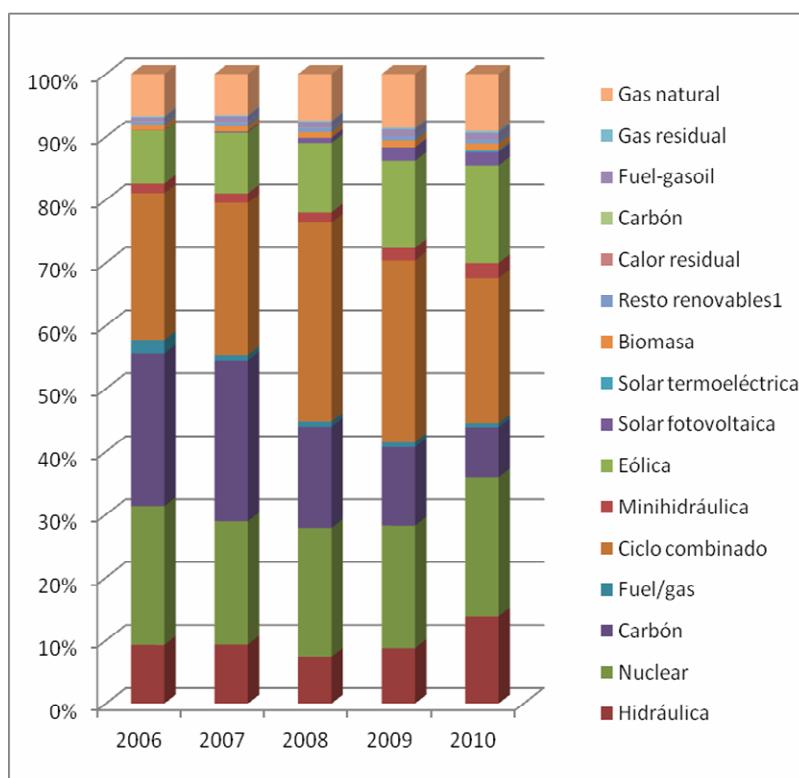
Fuente	2006	2007	2008	2009	2010
Hidráulica	25.330	26.352	21.428	23.862	38.653
Nuclear	60.126	55.102	58.973	52.761	61.990
Carbón	66.006	71.833	46.275	33.862	22.097
Fuel/gas	5.905	2.397	2.378	2.082	1.825
Ciclo combinado	63.506	68.139	91.286	78.279	64.604
Régimen ordinario	220.873	223.823	220.341	190.846	189.169
Minihidráulica	4.149	4.125	4.638	5.474	6.811
Eólica	22.881	27.249	31.758	37.401	43.355
Solar fotovoltaica	102	463	2.406	5.896	6.027
Solar termoeléctrica	-	8	15	103	692
Biomasa	2.274	2.314	2.620	2.850	3.119
Resto renovables ¹	1.483	1.807	1.844	1.839	1.862
Calor residual	65	50	31	38	96
Carbón	87	103	94	86	65
Fuel-gasoil	1.675	2.426	2.688	2.792	2.586
Gas residual	608	588	535	675	942

Fuente	2006	2007	2008	2009	2010
Gas natural	18.309	18.415	21.417	23.197	25.348
Régimen especial	51.633	57.548	68.045	80.353	90.903
Total	263.602	272.619	280.048	264.082	273.399

¹ Incluye residuos.
 NOTA: Las diferencias en la suma corresponden a consumos en generación.
Fuente: REE, 2011

Por lo que respecta a las energías renovables, en el período expuesto se observa un fuerte crecimiento. Las energías renovables supusieron en el año 2010 un 22,63% de la producción de electricidad.

Gráfica 4-1. Evolución del reparto de producción de electricidad por tecnologías.

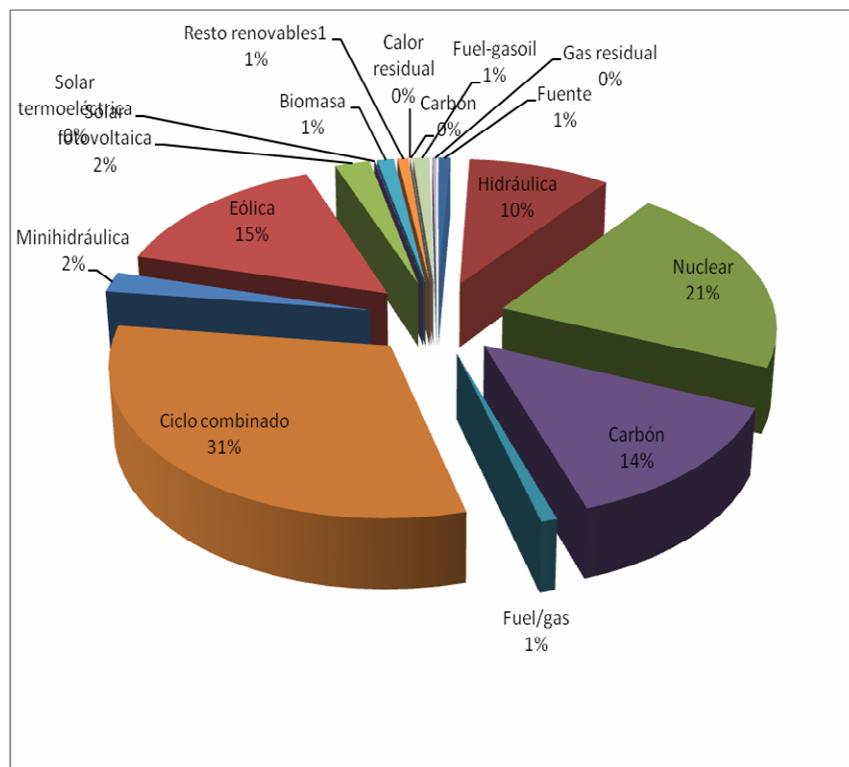


Fuente: Elaboración propia, datos REE.

Este nivel alcanzado se debe principalmente a la energía eólica que en estos cinco años llega a duplicar la producción de electricidad, permitiendo un grado de cobertura, en el año 2010, del 15,86 % de la demanda y se consolidó como la tercera tecnología que más aporta, tras la nuclear y los ciclos combinados. En algunos momentos es la que más produce, como el 9 de noviembre del citado año cuando cubrió el 46,65% de toda la demanda energética española. Por sí sola representó el 70,08 % de la electricidad producida por energías

renovables y el 47,69% de la producida en régimen especial, donde se incorporan las cogeneraciones. Respecto al Plan de EERR 2005-2010, se puede decir que se han cumplido los objetivos previstos. En la Gráfica 4-3 se representa la evolución de la producción eólica en España que es la segunda de Europa y la cuarta del mundo. Sin embargo, este liderazgo está en riesgo, ya que en 2010 se ha ralentizado su crecimiento, el menor en siete años. Desde el sector señalan a la incertidumbre normativa y económica como las principales razones. Por esta producción renovable, la eólica ha logrado en 2010 que el sector eléctrico reduzca un 26% respecto al año anterior sus emisiones de CO₂. Sus defensores destacan que podría ser muy útil para hacer frente a los retos que plantea el modelo energético actual para hacer frente al cambio climático y al agotamiento de los combustibles fósiles.

Gráfica 4-2. Estructura de la producción de electricidad por fuentes.



Fuente: *Elaboración propia, datos REE.*

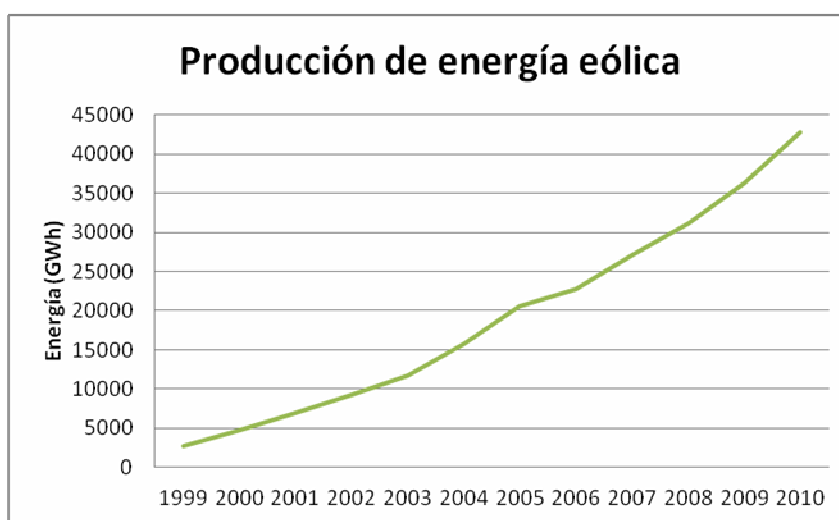
Otro caso de desarrollo espectacular en este período lo representa la energía fotovoltaica, que llega a multiplicar por 60 la producción, pasando de 100 GWh en 2006 a 6.027 en 2010. Este tipo de tecnología, fuertemente impulsada por el Gobierno superó con creces todas las expectativas de crecimiento establecidas en el Plan EERR 2005-2010. Sin

embargo, este desarrollo, como consecuencia de la legislación de primas está causando un grave problema de déficit tarifario que aún está por resolver satisfactoriamente para todas las partes: Operadores del sistema, promotores y finalmente consumidores, que serán los que finalmente resulten perjudicados.

Con la minihidráulica, aunque ha crecido en su potencia instalada, no se ha cumplido con los objetivos previstos.

Otra tecnología que partía de cero y que ha cumplido con sus objetivos es la termosolar, con una instalación de 682 MW, frente a los 500 MW establecidos por el Plan.

Gráfica 4-3. Evolución de la producción eólica en España.



Fuente: *Elaboración propia, datos REE.*

4.1 Transporte y distribución de energía eléctrica en España.

La red transporte y distribución es fundamental para la seguridad y calidad en el servicio eléctrico, así como para la gestión de los excedentes de generación regionales. Además, su topología influye y se ve afectada de forma importante en la elección del emplazamiento para las nuevas centrales.

En la Tabla 4-2 se dan los valores de la generación de electricidad y el consumo por Comunidades Autónomas, así como el saldo de intercambio. Los valores negativos indican exportación y los valores positivos importación de electricidad. Se observa que ha comunidades que son exportadoras de electricidad, como Extremadura, Castilla-La Mancha, Castilla y León, Aragón o Galicia. Otras son netamente importadoras, como es el caso de Madrid, Cataluña, País Vasco o Comunidad Valenciana.

Tabla 4-2. Balance de energía eléctrica por Comunidades Autónomas, 2010 (GWh).

Comunidad	Producción	Cons. Bombeo	Demanda	Saldo intercambios
Andalucía	37.721	-546	38.059	884
Aragón	19.142	-311	10.145	-8.686
Asturias	10.756	-48	10.691	-18
Baleares	5.840	-	5.840	-
C. Valenciana	24.077	-1.185	27.572	4.679
Canarias	8.894	-	8.894	-
Cantabria	2.402	-636	4.768	3.002
Castilla-La Mancha	24.676	-146	12.568	-11.961
Castilla y León	28.145	-863	14.598	-12.684
Cataluña	45.163	-494	50.214	5.545
Ceuta	218	-	218	-
Extremadura	20.046	-77	4.641	-15.328
Galicia	29.250	-152	20.731	-8.566
La Rioja	2.801	-	1.766	-1.036
Madrid	1.637	-	30.874	29.237
Melilla	214	-	-	214
Murcia	9.772	-	8.043	-1.730
Navarra	7.965	-	5.198	-2.768
País Vasco	9.846	-	20.742	10.896
Total	288.563	-4.458	-8.333	275.773

Fuente: REE.

En la Figura 4-1 se indican los flujos de electricidad entre las diferentes Comunidades. A la vista del mismo se deduce la importancia de mantener un sistema de transporte adecuado y actualizado al crecimiento de la potencia instalada. Una buena red de transporte permite una mejor gestión de la producción, un mejor acceso de los productores a la red y por tanto, más competitividad y mejora del precio.

Aparte de los intercambios netos de electricidad mencionados anteriormente, es curioso el caso de Asturias. Una región que tradicionalmente ha sido exportadora de electricidad, en estos momentos mantiene un cierto equilibrio entre generación y demanda. Sin embargo, viendo el mapa se observa que se convierte en zona de paso de los excedentes de producción en Galicia, donde el fortísimo incremento en la potencia eólica instalada necesita vías de evacuación. Pero la limitación en la red de transporte puede limitar la exportación, y a su vez ha venido limitando el desarrollo de la potencia instalada en la región.

Las redes de transporte y distribución eléctrica necesitan importantes inversiones para su desarrollo. La red española presenta algunos problemas de saturación de períodos de alta demanda, dado que su desarrollo se ha visto retrasado, en bastantes casos, por el excesivo alargamiento de las autorizaciones administrativas.

Figura 4-1. Saldos de intercambios de energía entre Comunidades Autónomas.



Fuente: REE.

La mayor parte de las redes de alta tensión (85%) son propiedad de REE, que actúa como operador del sistema. Esta empresa es independiente de las empresas que generan, distribuyen y comercializan electricidad y del operador del mercado. Opera a nivel estatal.

En el sistema español, el acceso de terceros a las redes de transporte está regulado: los precios, las condiciones de acceso y los estándares de calidad deben seguir los principios de objetividad, transparencia y no discriminación. Bajo este principio general, las directivas europeas 2001/77/CE y 2003/54/CE indican que las energías renovables deben tener preferencia de acceso de conexión y de operación, siempre y cuando se garantice la seguridad del sistema. Sin embargo, aunque sí se contempla en nuestra legislación que la electricidad

generada con renovables debe tener cabida en el sistema con preferencia, no existe normativa que establezca la preferencia de acceso en el sentido de conexión a la red.

En este último aspecto, la creciente demanda de conexión para la nueva generación (sobre todo de ciclos combinados y parques eólicos), unida a la escasez de capacidad de red en muchos puntos, está ocasionando conflictos de acceso entre promotores y el resto de agentes implicados. Esta situación se traduce en una barrera de entrada para las energías renovables.

En relación con la red de Transporte, sería necesario solucionar varios aspectos como: la planificación de la nueva generación por las Comunidades Autónomas y el acceso a la red de transporte, la información sobre la capacidad de evacuación de la red en cada punto y la propiedad y operación de nuevas infraestructuras de red.

Así en la planificación de nueva generación participan, por un lado el operador del sistema de transporte y/o el distribuidor, en función de sus necesidades. Pero, por otro lado, las Comunidades Autónomas realizan su propia planificación en cuanto a generación renovable y su regulación administrativa en función de criterios propios y sin homogeneidad en el conjunto del estado.

También es importante la información de la capacidad de carga en los distintos puntos de la red. De esta forma el promotor interesado en un emplazamiento concreto puede cambiar su decisión, que de otra forma podría poner en riesgo la rentabilidad del proyecto.

Otro aspecto a considerar en materia de red es el relacionado con la propiedad y operación de las nuevas infraestructuras de red. El mecanismo establecido en la actualidad acerca de la inversión y titularidad de las infraestructuras de redes establece que el promotor de una nueva instalación de generación es el que debe invertir en las infraestructuras de red necesarias para la conexión y evacuación de la energía generada. Éste las cede luego a REE o al distribuidor correspondiente, que se encargará de su operación y mantenimiento.

Con este sistema de inversión y titularidad pueden producirse situaciones de discriminación entre los productores que invierten en las nuevas infraestructuras (que se hacen cargo de los costes de las mismas) y los productores que más adelante puedan utilizar la capacidad restante instalada (sin necesidad de invertir al ser ya propiedad del transportista o distribuidor).

Además, puede darse la situación de que transportistas o distribuidores no realicen inversiones para mejorar sus instalaciones, imputando el importe de la realización de las

mismas a las instalaciones de nueva conexión por motivos de falta de capacidad. En este sentido cabe indicar la existencia de dos tipos de infraestructuras:

- Las ampliaciones asociadas unívocamente a la nueva instalación, en las que indudablemente es el promotor quien debe correr con los gastos de la instalación
- Las de refuerzo de otras instalaciones y líneas ya existentes, en las que no está tan claro quién debe correr con los gastos.

4.2 Generación distribuida.

Las grandes centrales de producción de electricidad en régimen ordinario se encuentran a una gran distancia de los centros de consumo (grandes ciudades, áreas empresariales, etc.), debido a razones técnicas como la necesidad de encontrarse cerca de grandes reservas de agua para disipar el calor no transformado, para utilizar la corriente de agua en generación, o de seguridad como es el caso de las centrales nucleares.

La distancia entre puntos de generación consumo final produce unas pérdidas al sistema de aproximadamente el 10% de la producción neta: un 2% se produce en las redes de transporte y un 8% en los centros de transformación. La transmisión de electricidad resultará cada vez más costosa debido al hecho de que las redes de transporte son una infraestructura escasa en el sistema español.

El desarrollo de las energías renovables supone un cambio en esta estructura al tener los centros de producción, en algunos casos, cerca de los puntos de consumo. Esto da como resultado el fenómeno de la generación distribuida, con muchos centros de producción muy repartidos por toda la geografía y la topología de la red.

Con la generación distribuida cambian los flujos de energía, tanto en magnitud como en dirección.

Lo primero debe ser comprender la importancia de la actividad de la distribución. Las distribuidoras son los “transportistas” de la energía eléctrica desde los puntos de conexión con la red de transporte hasta los consumidores finales. Son, por tanto, los responsables de poner a disposición de los clientes la energía suficiente y con la calidad adecuada. Esto condiciona de manera clara aspectos como:

- Las condiciones técnicas que la distribuidora debe poner a un nuevo generador, a saber:
 - El nivel de tensión en la conexión, que vendrá determinado por la potencia que se vaya a instalar.

- El rango de variación de la tensión. Dependerá de la potencia del generador y de la potencia de cortocircuito del nudo de conexión.
- La forma de conexión que tendrá, con mayores requerimientos a medida que la tensión y la potencia a conectar sean mayores.
- Los requerimientos de factor de potencia, incentivado en el RD 436/2004.
- La exigencia de capacidad de evacuación mínima debido a requerimientos de red que, normalmente, se suele cuantificar con un porcentaje de la capacidad nominal de la línea o del transformador.
- La exigencia, en ciertas ocasiones, de que la potencia a conectar en un nudo no supere un porcentaje determinado de la potencia de cortocircuito del nudo.
- Las nuevas inversiones en la red.
- La misma operación y explotación de la red de distribución.

Para la compañía distribuidora, la generación distribuida también afecta a sus decisiones de nuevas inversiones. Así, ante una nueva inversión, debe decidir entre invertir para cubrir la demanda neta (demanda bruta menos la generación distribuida) o bien para cubrir la demanda bruta. Si se opta por el primer criterio, podría darse una situación en la que la instalación generadora decida no generar (descargo, avería, no rentabilidad, ..), lo que puede significar la consiguiente sobrecarga o incluso el corte en el suministro. Puesto que la compañía distribuidora no tiene control operativo sobre estas instalaciones, como lo tiene el operador del sistema con la generación del régimen ordinario, se ve obligada a tomar decisiones conservadoras y no contar con la generación distribuida para realizar sus inversiones. Pero esto genera, como es lógico, un sobre coste por sobrepotencia instalada.

Una solución para las distribuidoras podría ser invertir ellas mismas en generación distribuida, pero la separación de actividades impide que una actividad regulada (la distribución) ejerza actividades no reguladas (generación). Por otro lado, tampoco existen mecanismos regulatorios que permitan a la distribuidora dar las señales de localización necesarias para incluir la generación distribuida en la planificación de sus redes. El desarrollo de la generación distribuida es independiente del desarrollo de las redes de distribución.

Cabría plantear un cambio regulatorio que incentive la presencia de la generación distribuida ante puntas de demanda zonal. Ello podría realizarse mediante un pago por garantía de potencia, primando la disponibilidad de la central y penalizándola en caso de que en la punta de demanda zonal se declare indisponible.

La operación y explotación de la red de distribución busca gestionar aspectos como los que se relacionan a continuación:

- Sobrecargas.
- Niveles de tensión.
- Minimización de pérdidas.
- Continuidad en el suministro y resolución de fallos.
- Tiempos de reposición.
- Protecciones.

Alguno de los problemas más típicos son los huecos de tensión, tanto para la red de transporte como para la de distribución. De ahí la importancia que tiene que las protecciones de cada generador estén consensuadas con la compañía distribuidora para minimizar este tipo de impacto en la red. Ante un fallo en una línea, si el generador no se desconecta inmediatamente (dependiendo de sus protecciones) podría facilitar la continuidad en el suministro de la red de distribución. El resto de impactos que puede tener la generación distribuida, como armónicos, desequilibrios, etc., no presentan mayores inconvenientes que los producidos por otros tipos de conexiones en la red como cargas industriales, sistemas de transporte (Metro), rectificadores, etc.

La normativa vigente permite la desconexión automática de la generación distribuida. Este hecho puede ser especialmente grave si existe abundancia de generación a escala local, pues cualquier incidente que comporte un hueco de tensión puede provocar la desconexión de paquetes de potencia importantes. A causa de estos fenómenos, el operador puede encontrarse con situaciones en las que un incidente implique la desconexión de una potencia superior a las reservas de secundaria, pudiendo incurrir en una inestabilidad de frecuencia para el sistema y, por tanto, desencadenar una “black out”. Una solución a estos problemas podría ser habilitar al distribuidor para el control de la generación distribuida bajo un entorno de solución de restricciones técnicas de la red de distribución, análoga a la que existe para el sistema de transporte. En estas circunstancias, la generación distribuida podría obtener una prima por la prestación de estos servicios y el distribuidor se ahorraría dinero en la acomodación de la red.

Para limitar el riesgo de desestabilización del sistema por la pérdida de generación como consecuencia de un hueco de tensión, se viene limitando la contribución de la energía eólica en la cobertura de la demanda, lo que ha dado lugar en momentos de baja demanda y alta producción eólica a la necesidad de ordenar reducciones de carga a parques eólicos.

No obstante, los aerogeneradores de última generación, y una buena parte de los existentes con ciertas modificaciones, podrían soportar huecos de tensión sin desconexión.

Otro aspecto importante y que puede condicionar y configurar el futuro de la distribución es la operación en isla. A día de hoy esta posibilidad no está contemplada en la legislación y la compañía distribuidora, como responsable final del suministro y calidad del servicio eléctrico, debe tener cuidado con esta posibilidad, porque si un generador queda funcionando en isla es prácticamente imposible para el distribuidor garantizar unos niveles de calidad, al quedar “la isla” fuera de su control.

Además, tanto la red como los pequeños generadores no están preparados técnicamente para esta eventualidad. Para ello se deberían desarrollar algunos aspectos como:

- Incrementar los mecanismos de control y monitorización de las unidades de generación conectadas a la red.
- Instalar mayor número de elementos de control de tensión y reactiva.
- Adaptar cada red y dotarla de nuevas herramientas para optimizar la operación y los sistemas de reposición, en función de la capacidad de control de cada generador y distribuidor.
- Adaptar la red para que sea más flexible y que la generación distribuida pueda participar para resolver restricciones técnicas.
- Dictar nuevas normas regulatorias que desarrollen e incentiven este nuevo concepto de red con una correcta asignación de costes y total transparencia en el cálculo de estos mismos.

Otro aspecto es el impacto que tiene la generación distribuida en las compras de energía por parte de las distribuidoras. Las distribuidoras deben comprar en el mercado spot toda aquella energía consumida por los clientes que permanecen acogidos al mercado regulado. Sin embargo, de esta demanda, se debe descontar la generación acogida al régimen especial. Antes del RD 436/2004, la distribuidora debía predecir la demanda acogida al mercado regulado por un lado y la generación acogida a régimen especial por otro. Esto supuso un problema para la distribuidora cuando la generación eólica empezó a tener volúmenes de producción significativos. Además, la generación en régimen especial no incurría en penalización por desvíos, puesto que no le era necesaria la declaración de su programación al poder verter toda su generación en la red de distribución. Con el referido Real Decreto se producen los siguientes cambios:

- Todas las instalaciones con potencias superiores a 10 MW deben comunicar a la distribuidora una previsión de la energía eléctrica que van a ceder a la red en cada uno de los períodos de programación del mercado. Además, podrán formular correcciones a dicho programa con una antelación de una hora al inicio de cada mercado intradiario. En caso de que las instalaciones estén conectadas a la red de transporte, la comunicación se efectuará asimismo al operador del sistema. Están exentos de realizar estas valoraciones aquellas instalaciones que opten por vender su energía eléctrica libremente en el mercado.
- A las instalaciones que tengan que comunicar sus previsiones de excedentes, se les repercutirá un coste de desvío por cada período de programación en el que la producción real se desvíe más de la tolerancia permitida respecto a su previsión. Dicha tolerancias es del 20 % para las energías solar y eólica y del 5 % para el resto.
- La distribuidora debe asumir el 100 % de los desvíos para aquellas instalaciones de potencia menores de 10 MW acogidas al Régimen Especial.

Como consecuencia de los problemas detectados, REE viene reivindicando la necesidad de que todas las instalaciones de régimen especial estén asociadas a algún centro de control, solicitando incluso que se establezca como una obligación regulatoria. Esta propuesta ha recibido una mala acogida por el sector de régimen especial que ante su imposibilidad económica de poner en marcha centros de control a cinco turnos, dados los costes en los que se incurre y la complejidad técnica de la gestión, sólo ven como solución el adherirse a los centros ya existentes de las distribuidoras. Sin embargo, ello les crea cierta inseguridad sobre la objetividad de las decisiones de bajada de carga o desconexión que en dichos centros se podrían adoptar.

Paralelamente, algunas Comunidades Autónomas pretenden montar centros de control territoriales para las instalaciones de Régimen Espacial y, en particular, para las eólicas. Sin embargo, aquellas empresas con parques en distintas Comunidades no lo ven del todo bien ya que les obligaría a asociarse a varios centros, con lo que supone de coste e incertidumbre sobre los criterios aplicados en la toma de decisiones, así como la disfuncionalidad que implicaría para aquellos parques con puntos de conexión ubicados en una Comunidad diferente a la ubicación de la unidad de generación.

4.2.1 Criterios técnicos de conexión a red.

Cuando las nuevas instalaciones de generación se conectan o piden conexión a la red de distribución existen dos puntos de vista muy importantes para que exista una perfecta sinergia entre distribución y generación.

Por un lado, a la distribuidora le interesaría que hubiera un marco regulatorio con señales de localización eficientes para minimizar las pérdidas y rentabilizar las inversiones.

Por otro lado, a las instalaciones generadoras les interesaría una normativa clara en lo que se refiere a los criterios y ubicación en la conexión a la red así como una regulación clara de los costes en aquellos casos en los que la conexión conlleve un refuerzo de la red.

Por lo que respecta a los criterios técnicos de conexión a la red, no existe una normativa clara. Por ello cada compañía de distribución los fija en base a las siguientes consideraciones:

- Por lo que se refiere a las condiciones económicas, la instalación generadora correrá a cargo de todos los gastos debidos a estudios previos, ampliación o modificación de las instalaciones existentes, nueva red para su conexionado, etc.
- El nivel de tensión de red al cual se conectará se decide en función de la potencia a instalar. Por ejemplo: las instalaciones con una potencia instalada inferior a 100 kVA se conectan a baja tensión y las de más de 15 MVA en tensiones de cómo mínimo 132 kVA.
- No se permite un rango de variación de tensión superior a un margen determinado ($\pm V$) en el nudo al cual se conecte el generador. Esto dependerá del tamaño del generador y de la potencia de cortocircuito del nudo al cual se conecta (robustez de la red).
- Por lo que se refiere a la forma de conexión, depende de si esta se realiza en red aérea o subterránea y del nivel de tensión al que se conecte. Los requerimientos son tanto más exigentes cuanto mayor es el nivel de tensión al que se conectan, pues las potencias instaladas son mayores y la repercusión en la red puede ser más significativa. Estos requerimientos van desde unas conexiones con entronque en T con seccionador en MT, hasta con otros dotados con interruptores de entrada y salida telemandados en tensiones superiores.
- Respecto al factor de potencia, se encuentra incentivado en el RD 436/2004, por lo que, normalmente, el generador ya se preocupa de ello.

- Debido a requerimientos de red, se exige una capacidad de evacuación mínima que se suele cuantificar como un porcentaje de la capacidad nominal de la línea o del transformador.
- En otras ocasiones se exige que la potencia a conectar en un nudo no supere un porcentaje determinado de la potencia de cortocircuito del nudo.
- Otro aspecto a considerar es la normalización y racionalización de los criterios de protecciones de cada generador y su coordinación con las protecciones de la red de distribución. La normativa existe no especifica en detalla las condiciones que se deben cumplir. Únicamente, la Orden Ministerial del 85 afirma que las instalaciones generadoras deberán desconectarse de la red ante un hueco de tensión. Al final, es cada compañía distribuidora la que impone las condiciones técnicas de protección, lo cual genera incertidumbre y falta de transparencia a los promotores de generación distribuida al encontrarse con diferentes requisitos en función de la compañía distribuidora a la que se conecte. Únicamente en el RD 1.663/2000 se cita en el apartado 2 del artículo 8 que las instalaciones fotovoltaicas de hasta 100 kVA conectadas a la red de baja tensión deberán desconectarse cuando detecten ausencia de tensión en su alimentación.

En lo referente a las protecciones instaladas hay que hacer distinción entre las protecciones propias de la instalación, las cuales son llevadas a cabo por el generador y las protecciones con la distribuidora. Estas últimas son las que la distribuidora supervisa para una correcta integración y coordinación de la instalación con la red.

El problema reside en que las protecciones propias de la instalación suelen ser más restrictivas que las de la interconexión, por lo que la instalación se conecta y desconecta en determinadas situaciones sin ningún control por parte de la distribuidora. Las principales funciones de las protecciones de la interconexión son proteger a la red del sistema generador a al éste de la red. Por tanto, las protecciones deberán detectar defectos internos en el generador o bien defectos en la red que puedan al generador. Este segundo caso es el más complicado pues, en la medida de lo posible, habrá que evitar la desconexión injustificada como consecuencia de cualquier tipo de incidencia externa a su línea de alimentación.

Capítulo 5:
Consumo de energía eléctrica. España vs Mundo

5 Consumo de energía eléctrica. España vs. Mundo.

5.1 Consumo por sectores.

En la Tabla 5-1 se representa la estructura del consumo eléctrico por sectores en distintos países con diferente grado de desarrollo, así como los datos globales del mundo para el año 2009. Los consumos eléctricos principales se tienen por este orden en la industria, en el sector terciario y en el residencial. En todos los países se sigue esta regla, aunque con porcentajes distintos. En la Gráfica 5-1 se representa la estructura de estos consumos en tanto por ciento.

Tabla 5-1. Distribución del consumo eléctrico por sectores en varios países del mundo, 2009. (GWh).

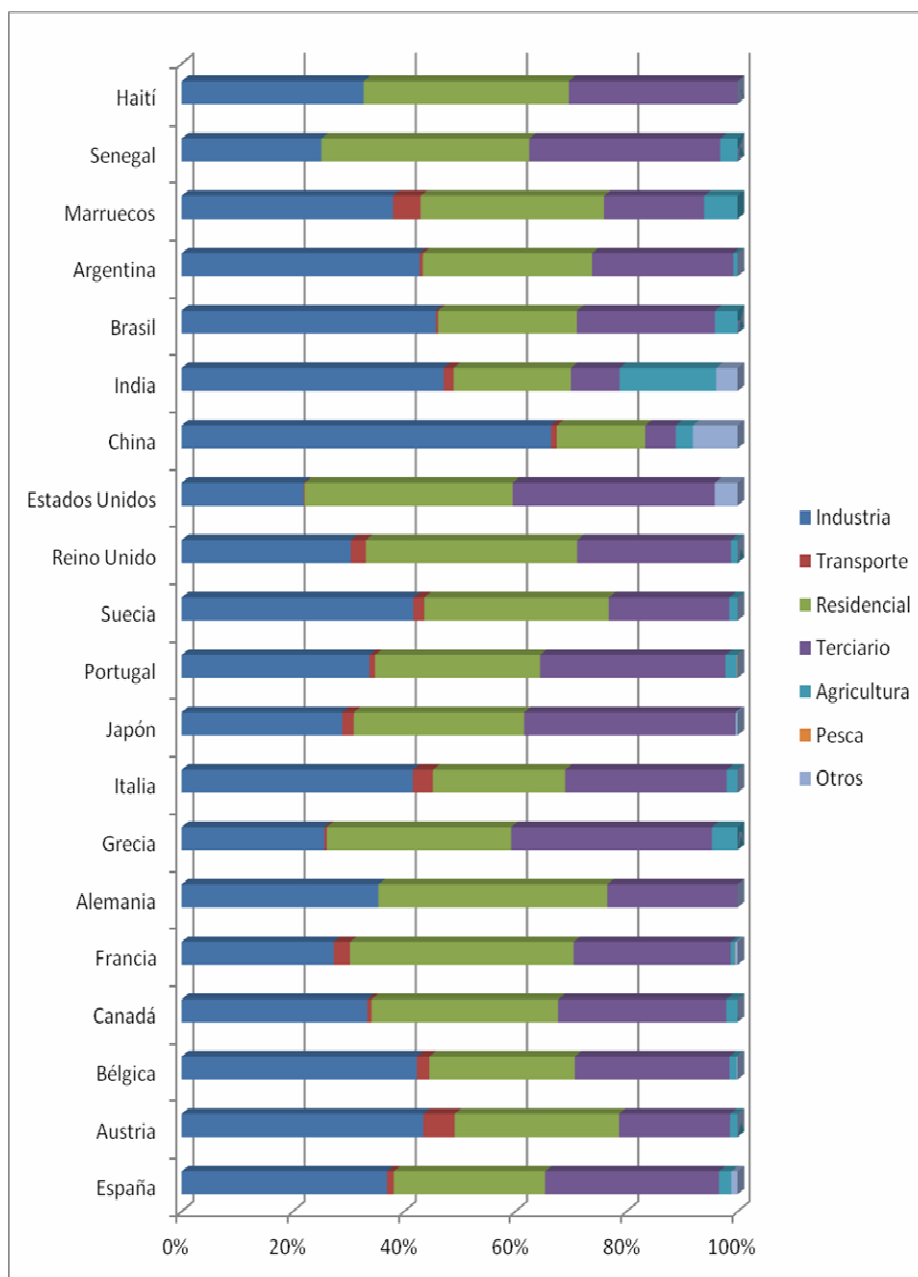
	Industria	Transporte	Residencial	Terciario	Agricultura	Pesca	Otros	
España	94293	3124	69512	79853	5728	0	2858	255368
Austria	25590	3318	17380	11759	788	0	0	58835
Bélgica	32676	1762	20210	21476	1023	5	103	77255
Canadá	159482	3652	160262	144314	9688	0	0	477398
Francia	115816	12552	170213	119715	3197	124	1823	423440
Alemania	151817	0	176441	100419	0	0	0	428677
Grecia	14067	232	18131	19769	2514	0	0	54713
Italia	120607	10535	68924	84300	5581	69	0	290016
Japón	270167	19435	286016	354912	876	0	2743	934149
Portugal	16173	483	14190	15973	984	52	0	47855
Suecia	51419	2438	40946	26744	1827	0	0	123374
Reino Unido	98080	8764	122543	89264	3766	0	0	322417
Estados Unidos	799074	7808	1362259	1323406	0	0	149656	3642203
China	2035794	32590	487216	168441	93990	0	246213	3064244
India	326252	12408	146080	60600	120209	0	26595	692144
Brasil	186279	1591	101779	101022	16600	0	0	407271
Argentina	45520	664	32331	27040	826	0	0	106381
Marruecos	8505	1119	7383	4030	1343	0	0	22380
Senegal	571	0	848	779	71	0	0	2269
Haití	110	0	124	102	0	0	0	336
Mundo	6738347	270669	4734889	4002739	434946	4233	574242	16760065

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de AIE.

Entre los consumos en el sector industrial destaca con un 64,44%, el caso singular de China, muestra clara de su potentísimo desarrollo en los últimos años. Otros países emergentes, como India (47,14%) o Brasil (45,74%) también presentan un elevado porcentaje

de consumo eléctrico en el sector industrial. Como contraste, estos países presentan también los menores consumos, porcentuales, en el sector residencial: China (5,50 %), India (8,76 %), Brasil (24,80 %).

Gráfica 5-1. Estructura de consumo eléctrico en diversos países, 2009.



Fuente: *Elaboración propia.*

5.2 Índices de consumo.

Aunque es interesante conocer la estructura de consumo en un determinado país, no parece que esta estructura por sí sola nos dé información sobre su grado de desarrollo. Existen

otros índices que lo señalan mejor. En la Tabla 5-2 se dan los consumos específicos por habitante y por unidad de PIB, de los países anteriores. El primero de ellos nos da una idea más clara del grado de desarrollo alcanzado. Aquí destacan sobre los demás los consumos de electricidad por habitante de Canadá (14.149 kWh/hab.), Suecia (13.845,3 kWh/hab.) y Estados Unidos (11.845,3 kWh/hab.). En estos casos, uno de los factores que influyen sobre estos elevados valores puede ser el tratarse de países situados en latitudes muy altas, sobre todo Canadá y Suecia. El resto de los países desarrollados se mueven en valores entre 4.000 y 7.000 kWh/hab, correspondiendo a España 5.559,9 kWh/hab. El valor medio a escala mundial es de 2,479 kWh/hab.

Tabla 5-2. Consumos de electricidad específicos por habitante y unidad PIB, 2009.

	kWh/hab	kWh/\$ PIB	kg CO ₂ /hab	kWh res/hab	kWh(I+T)/ \$ PIB
España	5559,9	0,3580	6,17	1513,4	0,2441
Austria	7037,7	0,2694	7,58	2078,9	0,1710
Bélgica	7159,9	0,2962	9,33	1873,0	0,2076
Canadá	14149,3	0,5637	15,43	4749,9	0,3587
Francia	6566,0	0,2875	5,49	2639,4	0,1599
Alemania	5235,4	0,2145	9,16	2154,9	0,1262
Grecia	4850,4	0,3255	8,00	1607,4	0,2013
Italia	4818,3	0,2611	6,47	1145,1	0,1845
Japón	7336,4	0,1917	8,58	2246,3	0,1283
Portugal	4501,9	0,3880	5,00	1334,9	0,2606
Suecia	13266,0	0,4310	4,48	4402,8	0,2730
Reino Unido	5217,9	0,1922	7,54	1983,2	0,1117
Estados Unidos	11845,3	0,3207	16,90	4430,4	0,1869
China	2301,4	1,0431	5,13	365,9	0,7504
India	599,1	0,7911	1,37	126,4	0,4421
Brasil	2102,3	0,4758	1,74	525,4	0,3356
Argentina	2641,0	0,2673	4,14	802,7	0,1823
Marruecos	699,6	0,3866	1,29	230,8	0,2165
Senegal	181,1	0,3392	0,42	67,7	0,2018
Haití	33,5	0,0859	0,24	12,4	0,0542

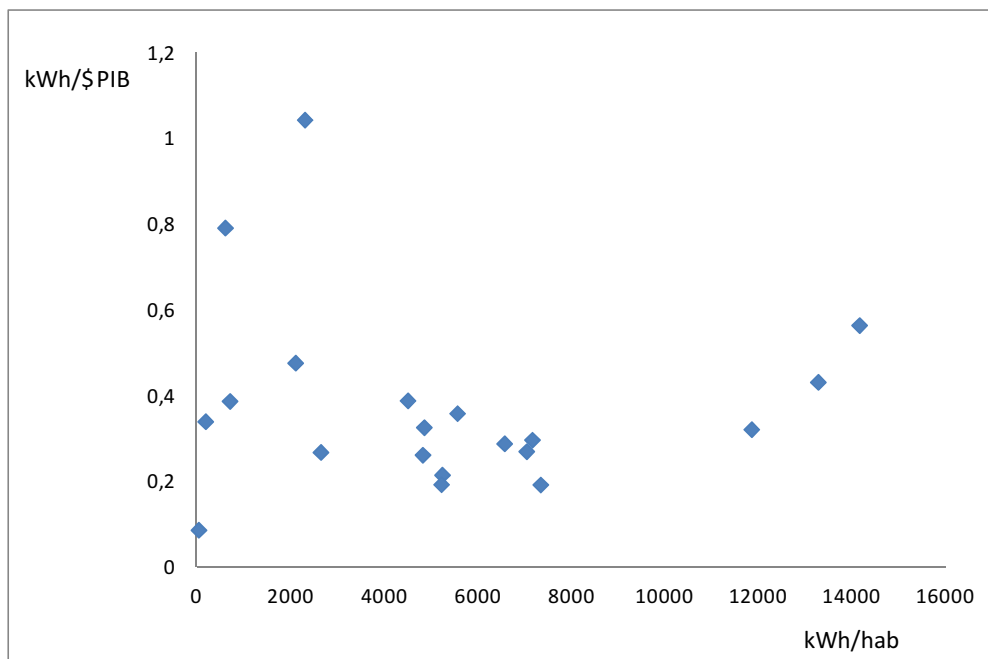
Fuente: Elaboración propia a partir de datos AIE.

El índice de consumo eléctrico por unidad de PIB (kWh/\$-PIB) es una medida de la eficiencia energética en la economía del país. En este caso, destaca por su ineficiencia frente a los demás China con un índice de 1,0431 kWh/\$-PIB, e India con 0,7911 kWh/\$-PIB. Los países más desarrollados tienen índices entre 0,20 y 0,50 kWh/\$-PIB. España tiene un índice de 0,3580 kWh/\$-PIB, superior que los correspondientes a Austria, Alemania, Francia o Italia,

pero es inferior al de países como Canadá (0,5637 kWh/\$-PIB) o Suecia (0,4310 kWh/\$-PIB). Los valores más altos que presentan estos países se debe a su elevado consumo eléctrico.

Como curiosidad adicional en la Tabla 5-2 se añade el consumo en el sector residencial per cápita, como índice del nivel de vida de los habitantes de cada país. Con este dato, las diferencias entre países desarrollados y con economía emergentes quedan más patentes. Así, tomando como referencia España, se obtiene que el consumo per cápita global de Canadá es de 2,5 veces el correspondiente a España, mientras que el consumo residencial, el de Canadá es 3,1 veces el de España. Realizando la comparación con China, el consumo per cápita de electricidad global de España es 2,4 veces el de China, mientras que el consumo per cápita español es 4,1 veces el chino.

Gráfica 5-2. Relación consumo electricidad por habitante con consumo de electricidad por \$-PIB.



Fuente: *Elaboración propia.*

A lo largo de la última década y media, la demanda de electricidad ha experimentado un importante crecimiento, debido en buena medida a la buena marcha de la economía española. Si bien este crecimiento se ha moderado e incluso reducido en los últimos tres años, como consecuencia de la crisis económica.

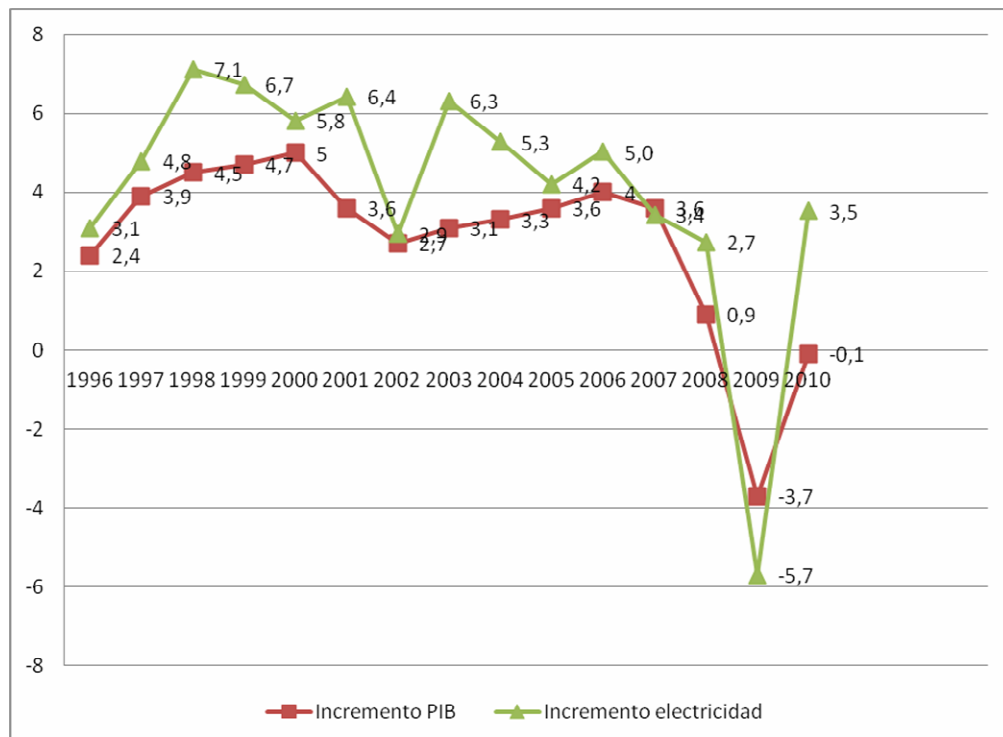
Como se aprecia en la Gráfica 5-3, la demanda de electricidad en España crece o decrece a tasas superiores de lo que lo hace el PIB. A su vez, las puntas de demanda de cada

año suelen superar a las del año anterior, lo que pone en riesgo la garantía de suministro del servicio.

En la Gráfica 5-6 se observa una cierta relación entre ambos índices de crecimiento. El factor de correlación observado es de 0,89. En dicha gráfica se observa que la tendencia es que cuando crece el PIB, el consumo de electricidad crece con un índice superior. Esto parece ser contrario a las necesidades de establecer un mayor control de la demanda con medidas de ahorro y eficiencia.

Uno de los parámetros macroeconómicos utilizados para medir esta eficiencia es la intensidad energética. En la Gráfica 5-5 se representa la variación de la intensidad energética en varios países de Europa, entre los que se encuentra España. En la misma se observa que España inicia el período representado con unos índices equiparables a la media de la UE-15. Sin embargo, los valores se mantienen constantes prácticamente a lo largo de la década de los noventa y principios del siglo, separándose de la media de la UE-15, donde países como Gran Bretaña o Alemania toman medidas mucho antes. En España baja el índice en los últimos tiempos.

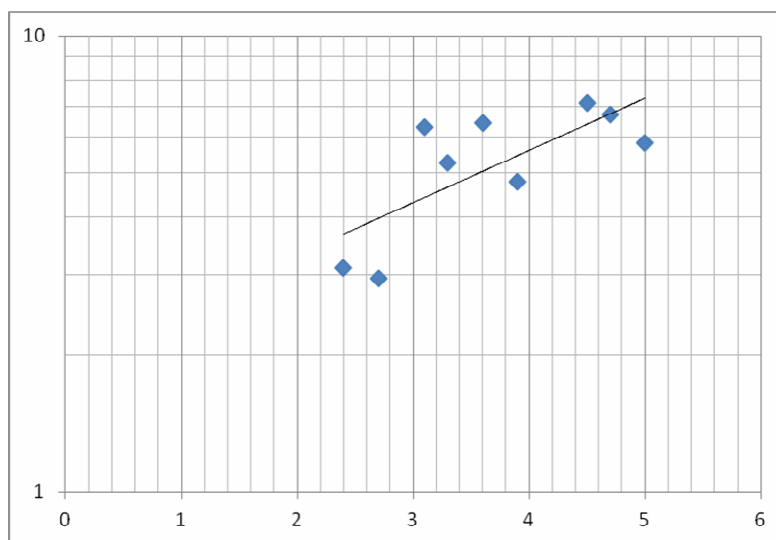
Gráfica 5-3. Evolución del índice de crecimiento del PIB y del consumo de electricidad en España.



Fuente: Elaboración propia, datos Ministerio de Economía, 2011.

La creciente participación de las energías renovables y del gas natural en la cobertura a la demanda de energía, unida a políticas de eficiencia en el consumo de energía final, supone una contribución positiva en la mejora de la eficiencia del sistema energético.

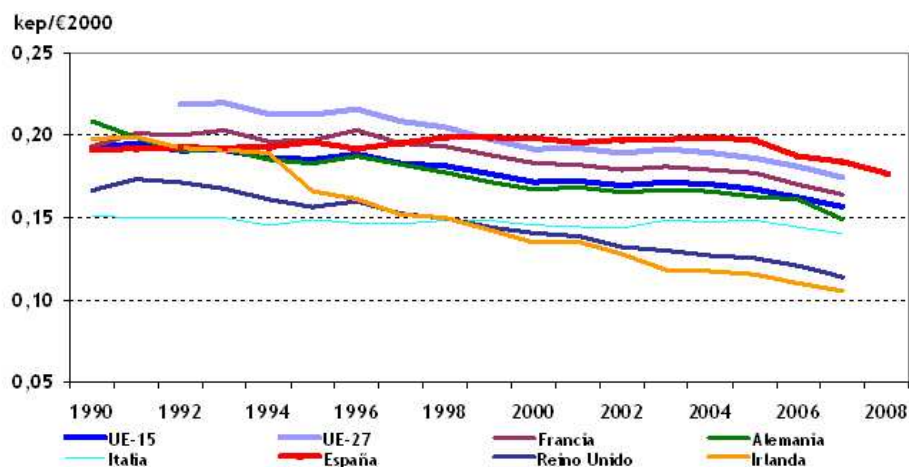
Gráfica 5-4. Correlación entre los índices de crecimiento del PIB y del consumo energético



Fuente: *Elaboración propia.*

La comparación a nivel europeo de la estructura de demanda energética permite observar que las diferencias más importantes entre España y la UE-27 son el mayor recurso al petróleo y sus derivados en España, que suponen casi la mitad de la cobertura a toda la demanda –principalmente del sector transporte- mientras que en la UE-27 esta participación no alcanza el 40%, y la mayor presencia de la energía nuclear en la UE-27.

Gráfica 5-5. Evolución de la intensidad energética en varios países de Europa.

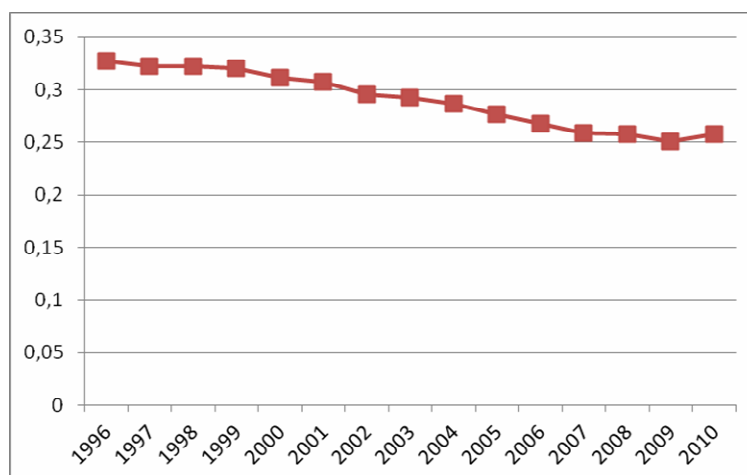


Fuente: EnR/IDAE

Nota: Los datos de *Intensidad Primaria* para España se han calculado a partir de las cifras de Producto Interior Bruto publicadas por el INE a precios constantes de 2000 y de acuerdo con el nuevo Sistema Europeo de Cuentas. Según esto, los valores del PIB han sido actualizados en noviembre de 2009.

En el año 2008, la disminución del 3,1 en el consumo de energía primaria estuvo acompañada de un crecimiento del PIB del 0,9 %, lo que dio como resultado una reducción de la intensidad de energía primaria del 3,95%. La evolución de este indicador muestra una cierta convergencia con la correspondiente a la Unión Europea. Al menos, aparentemente.

Gráfica 5-6. Evolución de la intensidad energética para la electricidad (kWh/€ PIB-2000).



Fuente: *Elaboración propia.*

Sin embargo, si observamos un parámetro como es el consumo de electricidad por unidad de PIB, vemos que este factor comienza a bajar antes que el de la intensidad de energía primaria (sobre el año 2000) y mantiene el descenso hasta el año 2007. Sin embargo, esta evolución positiva se paraliza en los últimos años, coincidente con la crisis económica, con un ligero repunte en la ineficiencia.

5.3 Reducción del consumo.

Al analizar la evolución de la demanda, resulta evidente la necesidad de tomar medidas para racionalizar el consumo de electricidad. Para ello es necesario el desarrollo de mecanismos que permitan a los consumidores ofrecer cambios en su estructura de demanda a cambio de contraprestaciones en el precio final de la electricidad.

A fin de que los consumidores aumenten su preocupación por el ahorro y la eficiencia, se pueden desarrollar acciones como las que se indican a continuación:

- Establecimiento de tarifas progresivas que estructuren la facturación en función de bloques de consumo, en los que primer el ahorro energético. Establecimiento de un coste incremental a partir de un consumo determinado.

- Discriminación horaria en el precio de la electricidad, buscando controlar el crecimiento de las puntas de demanda del sistema. Posible encarecimiento de la electricidad para el usuario final en las horas con punta de demanda.
- Establecer mecanismo de soporte que impulsen un uso eficiente de la energía:
 - Mejora de los procesos de información: potenciar la inversión en equipos de seguimiento y control de la demanda.
 - Realización de auditorías energéticas a los agentes del sistema.
 - Plan e acción para minimizar las pérdidas registradas en los procesos de transporte y distribución.
- Planes de difusión, por parte de las diferentes administraciones, para que la sociedad adquiriera conciencia de la importancia del ahorro energético.

5.3.1 Medidas de ahorro y eficiencia.

La demanda de energía ha recibido históricamente poca atención en relación con el ahorro y la eficiencia energética. Un reflejo de ello es que el consumo mundial de energía en los últimos cincuenta años ha aumentado de manera desproporcionada con relación al aumento de la población, como consecuencia fundamentalmente del crecimiento económico y de la falta de sensibilidad social en los países desarrollados, donde cada vez es mayor la energía consumida por habitante, según ya se ha visto.

El informe mundial de la energía “La Energía y el Reto de la Sostenibilidad”, publicado en el año 2000 por Naciones Unidas, pone de manifiesto que la cantidad de energía primaria se podría reducir de forma rentable en un 25-35 % en los países industrializados durante los 20 años siguientes. Aun cuando se ha hecho algo, parece no ser suficiente. Hay que tener en cuenta que las inversiones en el sector energético suelen ser muy intensivas en capital y que necesitan muchos años para amortizar dicha inversión. En vista de esto es importante cuidar mucho las decisiones de inversión ahora porque el margen de corrección en el futuro a medio es difícil sino imposible.

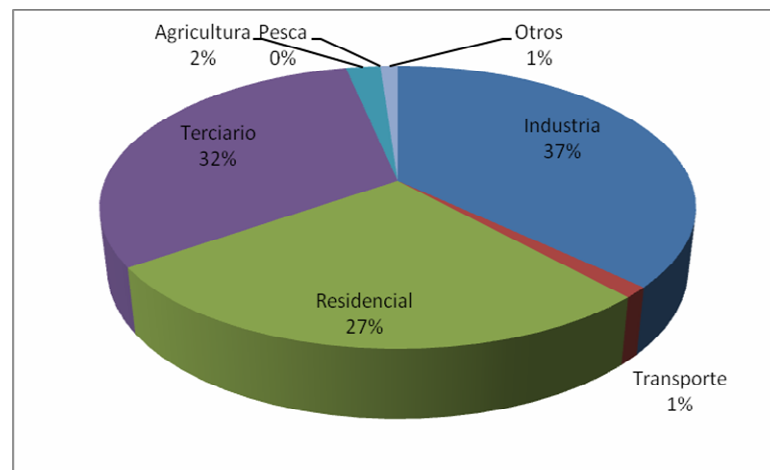
En el citado informe se indica que el grado de éxito para alcanzar dicha reducción depende de la eficacia de los marcos normativos de la población y del nivel de la actividad empresarial en la conservación de la energía.

Por tanto, la eficiencia energética, desde el punto de vista de la demanda se presenta como un reto que requiere acciones inmediatas y una mejora sustancial. Para ello, no sólo es

necesario actuar sobre la tecnología de uso final de la energía, sino que es necesario influir también sobre los hábitos de consumo y el derroche de energía que, en general, hacemos todos los consumidores.

De la Tabla 5-1 se obtiene la estructura de consumo en España que queda reflejada en la Gráfica 5-7. En la misma se tiene que los sectores consumidores por excelencia, casi a partes iguales son la industria con un 37 %, el sector terciario (comercio y servicios) con un 32% y el sector doméstico con un 27%. Los otros sectores reflejados, agricultura (2%), transporte (1%) y otro (1%) son meramente testimoniales.

Gráfica 5-7. Estructura de consumo de electricidad en España por sectores, 2009.



Fuente: *Elaboración propia.*

Capítulo 6:
El mercado eléctrico español

6 El mercado eléctrico español.

Las instalaciones generadores de electricidad se organizan en torno a dos regímenes claramente diferenciados: el Régimen Ordinario y el Especial. La existencia de un Régimen Especial se justifica desde un punto de vista medioambiental, social y de fomento de las energías autóctonas.

6.1 *El mercado de electricidad.*

La energía eléctrica se negocia en España en un mercado organizado, cuyos participantes son generadores, distribuidores y comercializadores. El mercado mayorista está compuesto por el mercado organizado (Diario e Intradía) y los contratos bilaterales.

- En el Mercado Diario los generadores tienen la obligación de ofrecer electricidad para las 24 franjas horarias del día siguiente, para las que se presentan las demandas de comercializadores y distribuidores. El Operador del Mercado Eléctrico (OMEL) elige las ofertas por orden creciente de precios hasta satisfacer la demanda, de modo que las instalaciones de generación de mayor coste venden sólo en las franjas de mayor demanda, minimizando así los costes variables del sistema. Una vez cerrado el mercado para cada franja horaria, todos los oferentes perciben el mismo precio: el del oferente más caro cuya oferta ha sido necesaria para completar la cantidad demandada
- El Mercado Intradía es un mercado de ajustes en el que pueden ofrecer energía sólo aquellos que lo hubieran hecho para las mismas franjas horarias el día anterior en el mercado diario.
- Los contratos bilaterales físicos son la alternativa a la participación en el mercado mayorista. Aunque permiten que determinadas instalaciones de generación suministren a grandes consumidores, a veces como cliente exclusivo, representan un porcentaje muy reducido del total de la energía gestionada, lo que se debe esencialmente a que la producción afecta a este tipo de contratación no percibe retribución por garantía de potencia.
- Los Mercados de Servicios Complementarios consisten en el establecimiento de reservas de generación para asegurar en todo momento la cobertura de la demanda, así como en el mantenimiento del control de tensión que puede requerir, en alguna zona geográfica

concreta y en plazos muy cortos, la entrada de funcionamiento de alguna instalación de generación que evite una caída de tensión.

Toda la energía del Régimen Especial proveniente de centrales de más de 15 kVA que hayan elegido la opción de “tarifa” o de “mercado + prima”, se oferta en los mercados diario e intradiario. Una parte de su retribución proviene directamente de la venta en el mercado y el resto (su prima) es liquidado directamente por el Estado a través de la CNE, imputándose ese coste a las tarifas eléctricas de los consumidores.

La curva de la demanda es inelástica (tiene una pendiente muy pronunciada), por lo que pequeñas modificaciones en la oferta pueden dar lugar a grandes variaciones en el precio. Puesto que las energías renovables tienen un coste marginal muy bajo (casi nulo), sus ofertas entran por la parte inicial de la curva, lo que desplaza la curva de la demanda hacia la derecha. Este efecto ha sido analizado y cuantificado y se estima que el aumento de 1GWh de generación de fuentes del Régimen Especial podría dar lugar a una bajada del precio del “pool” del 5%. Sin embargo, la bajada del precio del mercado eléctrico no afecta directamente a los consumidores, puesto que el precio de la electricidad se fija mediante subasta (para la parte de la tarifa) y por orden ministerial para la parte de los peajes.

Como curiosidad, en ocasiones se producen circunstancias interesantes que conducen a que el precio de la electricidad queda a cero. Esto se debe a que a la baja demanda se produce una elevada cantidad de potencia eólica disponible, así como hidráulica debido que hay que descargar agua, por las lluvias, y la nuclear que no puede parar la producción, lo que hace innecesario la entrada de otras tecnologías que suben el precio, como los ciclos combinados o las térmicas de carbón. Durante los cuatro primeros meses de 2010, el mercado español ha sufrido casi 300 horas de precios cero en el mercado diario.

Esta incidencia de precios cero puede considerarse como un fallo del sistema y se están discutiendo elementos de respuesta para evitarlos, lo que podría requerir una revisión completa del sistema eléctrico español.

Esta reducción de precios supone un menor coste para la globalidad del sistema, pero también menores ingresos para los productores. Además, al bajar los precios, también se reduce el incentivo para futuras inversiones, lo que puede resultar en un aumento de los precios en el futuro.

La energía adquirida en el Mercado Eléctrico es revendida por los comercializadores y distribuidores a los consumidores finales: industria, servicios y hogares. Utilizan para ello las

redes de transporte, distribución y suministro eléctrico. Tanto la red de alta tensión (transporte) como las de media y baja (distribución) pueden ser utilizadas en igualdad de condiciones por todos los agentes registrados autorizados para ello, previo pago de un “peaje”. El nivel global de esa retribución a los propietarios de tramos de red debe ser suficiente para permitir su mantenimiento, la expansión que fuese necesaria y posibilitar el rendimiento de la inversión.

La mayor parte de las redes de alta tensión (85 %) son propiedad de una empresa, REE, que además actúa como operador del sistema. Es independiente de las empresas que generan, distribuyen y comercializan electricidad y del operador del mercado. Opera a nivel estatal. El acceso a las redes de transporte y distribución está regulado: los precios, las condiciones de acceso y los estándares de calidad deben seguir los principios de objetividad, transparencia y no discriminación.

Según ya se refirió al hablar de la generación distribuida, todos los generadores que acuden al mercado han de informar al operador del mercado, con un adelanto suficiente, de la estimación de su producción. El mercado dispone de mecanismos de gestión de desvíos con el fin de garantizar la cobertura de la demanda.

En aquellos casos en los que el desvío sea efectivo, el generador será penalizado por el regulador (coste de desvío). En el caso del Régimen Especial, la cuantificación de este coste variará dependiendo de la tecnología.

El desvío tiene un coste que varía de hora en hora y que es nulo siempre que el desvío vaya a favor del sistema. Es decir, si el sistema globalmente tiene menos energía que la necesaria para cubrir la demanda, el desvío de una planta que ha producido más energía de la prevista no tendrá coste, pero sí lo tendrá si ha producido menos energía que lo que había notificado en un principio.

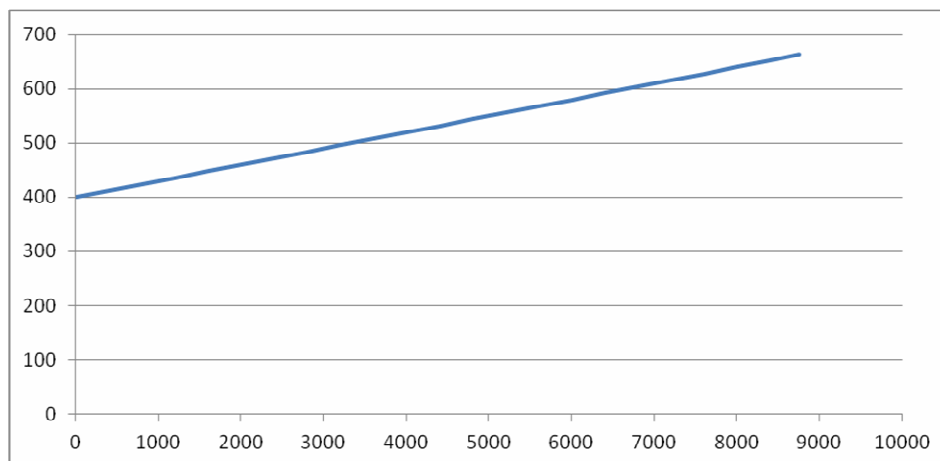
La gestión de los desvíos es especialmente crítica en el caso de la energía eólica, debido a las dificultades a la hora de estimar la producción con una antelación determinada, ya que los métodos de predicción de viento disponibles no han demostrado ser lo suficientemente eficientes como para disminuir de forma sustancial el coste de los desvíos. Para paliar estas desventajas, la legislación permite a los productores en Régimen Especial acudir al mercado en agrupaciones sin límites geográficos para ofertar electricidad de forma conjunta, para compensar el efecto de los desvíos. Es decir, el Agente Representante tiene la posibilidad de enviar previsiones para muchas plantas agrupadas en un mismo paquete, lo que

permite que los desvíos de las plantas individuales se compensen entre sí. Esto facilita la gestión del operador del sistema y reduce el coste de los desvíos de los productores.

6.2 El precio de la electricidad.

La formación del precio de la electricidad debe compensar los costes de generación, transporte, distribución y comercialización. El coste final depende en gran medida de los costes de generación, que representan en torno al 65% del coste total del suministro. La electricidad se genera por medio de varias tecnologías, básicamente: carbón, nuclear, hidráulica, energías renovables y cogeneración. La participación de cada una de ellas en la producción de energía eléctrica depende de varios factores, como son los precios de los combustibles, de la hidraulicidad del año y de la demanda.

Gráfica 6-1. Coste total de una tecnología en función del número de horas de funcionamiento al año.

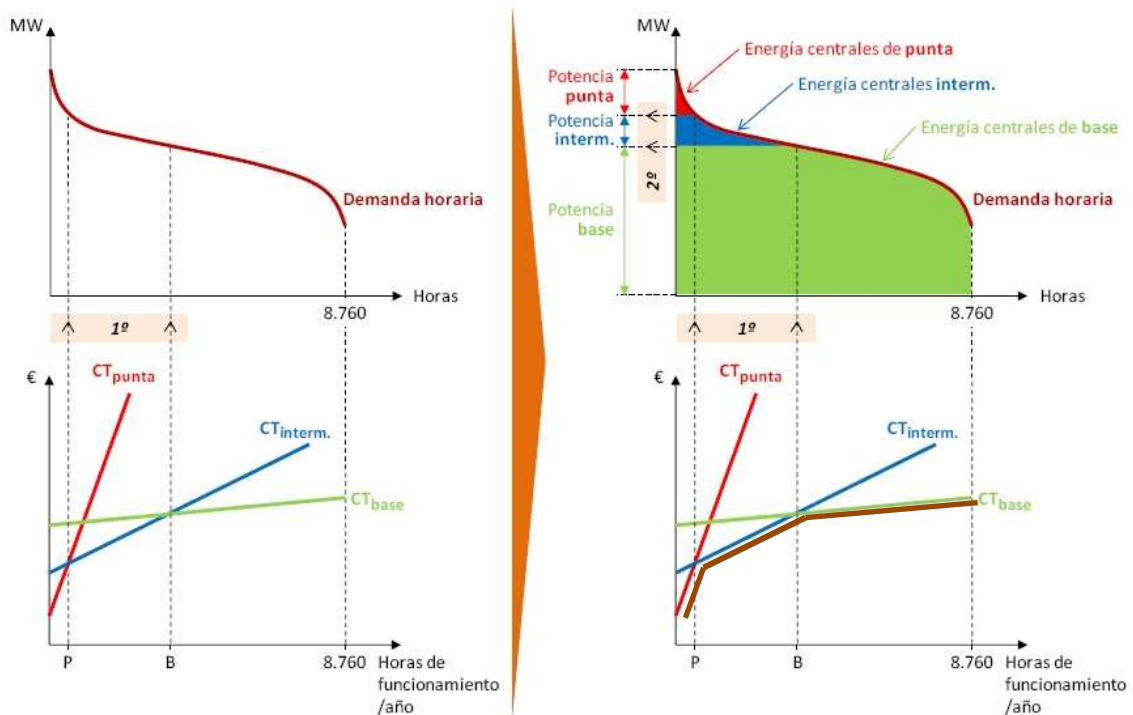


Fuente: *Elaboración propia.*

Desde el punto de vista económico, las tecnologías se caracterizan por sus diferentes estructuras de costes y por su capacidad para adaptarse a las variaciones de la demanda con la suficiente rapidez. Cada tecnología tiene una estructura de costes como el dado en la Gráfica 6-1 donde hay un coste fijo (el representado en el corte con el eje de ordenadas) que incluye amortización de la inversión y gastos fijos de Operación y Mantenimiento; y luego unos costes variables que dependen del combustible empleado y de los gastos de Operación y Mantenimiento variables, los cuales se pueden vincular con las horas de funcionamiento del equipamiento.

En la Gráfica 6-2 se da una representación de la curva monótona de carga y la curva de costes de distintas tecnologías. De dicha gráfica se deduce que cada tecnología resulta óptima, o sea que da un coste total mínimo, para un determinado número de horas de funcionamiento esperado al año (la línea marrón indica la mejor opción según el número de horas). Sin embargo, hay que tener en cuenta que en los momentos en los que la demanda varía de forma brusca (aumentando o disminuyendo) no todas las tecnologías son capaces de variar su producción con la necesaria rapidez. Esta restricción física hace que en dichos momentos, parte de la demanda deba ser satisfecha por las tecnologías capaces de “seguir” la evolución de la demanda, aunque no sean las que producen a menor coste.

Gráfica 6-2. Cobertura de la curva monótona de demanda a mínimo coste y potencia instalada óptima de cada tipo de tecnología.



Como ya se ha dicho, una de las características fundamentales de la electricidad es que es difícilmente almacenable o resulta muy caro. Debido a ello, la oferta y la demanda deben coincidir en todo momento. La curva de generación debe ser totalmente idéntica a la curva de demanda. Además esta curva de demanda presenta grandes variaciones tanto diaria, como semanal, como estacionalmente.

El equilibrio necesario entre generación y demanda se consigue haciendo que los generadores sigan a la demanda en todo momento, tanto cuando aumenta como cuando disminuye, lo que se consigue gracias a la capacidad de regulación de un alternador y su

velocidad de respuesta, normalmente satisfactoria, sobre todo en grandes sistemas, donde la inercia de las máquinas hace posible que las oscilaciones de la demanda no originen grandes oscilaciones en los parámetros de control de la red, dando tiempo a los equipos de control de regulación a actuar sin que se vea afectada la calidad del servicio.

De la magnitud de las fluctuaciones, de la rapidez en que sucedan y de la capacidad de respuesta del conjunto de generadores depende que el sistema sea capaz de mantener su estabilidad, o que, por el contrario, se produzca una pérdida generalizada de estabilidad, conduciendo al sistema al colapso. Cuando se rompe el equilibrio generación-demanda, la frecuencia eléctrica cambia; ésta se debe mantener constante en un rango muy estrecho. En esta estrecha relación se basan los sistemas de control para restablecer el equilibrio. Es lo que se conoce como “regulación frecuencia-potencia”. La dimensión del desequilibrio entre la producción y el consumo conduce a actuaciones sobre diferentes elementos, con tiempos de respuesta diferentes. La respuesta del sistema será individual, colectiva o global según afecte a uno, varios o la totalidad de los elementos del sistema.

Técnicamente existen dos tipos de regulación de potencia:

- La respuesta mecánica de las máquinas rodantes, que almacenan energía cinética en razón de su propia inercia y pueden aportarla en un momento dado, antes de la actuación de los sistemas de control.
- La respuesta controlada de las máquinas rodantes, dotadas de unos reguladores automáticos, que a su vez se pueden clasificar en los tres tipos siguientes:
 - Regulación primaria. Es la respuesta individual de cada alternador para tratar de recuperar el equilibrio cuando detecta variaciones en la potencia de referencia o cambios en la velocidad de la máquina motora (la turbina) y que actúa en un rango de unos pocos segundos.
 - Regulación secundaria. Por las características de los reguladores, si las máquinas solo estuvieran dotadas de este control primario, al recuperar el equilibrio generación-demanda, el sistema quedaría funcionando a una frecuencia distinta de la original. Por ello debe establecerse un segundo modo de control, que restablezca la condición inicial, que es la regulación secundaria. Esta es más lenta, trata de recuperar el valor establecido de frecuencia y los intercambios deseados entre las distintas zonas del sistema, actuando tras un proceso de comprobación de parámetros de la red y comparación con los puntos de ajuste, en el que interviene

la respuesta de otras zonas de regulación. Se trata, por lo tanto, de una regulación compartida, cuyo tiempo de actuación se extiende en el rango de unos minutos.

- Regulación terciaria. La regulación secundaria, que responde a grandes variaciones de carga, requiere disponer de una reserva de potencia en las máquinas que están en funcionamiento. Cuando esa reserva se utiliza es necesario conseguir su recuperación, a plazo más largo, de forma que el sistema cuente siempre con la reserva suficiente para poder cubrir las posibles nuevas variaciones que se produzcan en el demanda. Esta recuperación de la reserva de potencia (secundaria) es la regulación terciaria, que puede ser llamada a entrar en servicio en un rango de horas.

Es preciso señalar la importancia del tiempo. Unos cambios de la demanda son lentos (por ejemplo, los que se producen normalmente a lo largo del día) y, como pueden predecirse dentro de un margen y, permiten programar la generación que los atiende. Otros suceden, no obstante, de forma casi instantánea (por ejemplo, la desconexión de una central por un fallo). El sistema tiene que estar preparado para afrontar ambos cambios.

No todas las tecnologías tienen la misma capacidad de respuesta inercial, primaria y secundaria.

El problema más importante al que se enfrenta la regulación de frecuencia del sistema peninsular se debe a la generación eólica, por la volatilidad que experimenta su producción. La generación eólica afecta al control frecuencia-potencia de dos formas diferentes, principalmente. Por un lado a la regulación secundaria debido a la volatilidad de su producción y, por otro, al conjunto de regulación global (primaria-secundaria-terciaria) al poder producirse la desconexión masiva ante algún tipo de contingencia general.

Tabla 6-1. Características de las tecnologías de generación.

Tecnología	Aporte inercial	Regulación primaria	Regulación secundaria	Regulación terciaria
Hidráulica	Sí	Sí	Sí	Disponibilidad limitada
Nuclear	Sí	Sí	Uso no habitual	Uso no habitual
Térmica carbón	Sí	Sí	Sí	Sí
Ciclo combinado	Sí	No	Se emplea en el seguimiento "lento" de la demanda	Sí
Minihidráulica	Sí	Viables por tecnología. No lo son por dispersión/atomización		
Régimen especial térmico	Sí			

Tecnología	Aporte inercial	Regulación primaria	Regulación secundaria	Regulación terciaria
Eólica y fotovoltaica	No	No	No	No (podría emplearse bajando carga)

La Gráfica 6-2 indica la necesidad y conveniencia de disponer de una cierta cantidad de potencia instalada “gestionable”. Dada la limitación de instalación de nueva potencia hidráulica y las limitaciones de funcionamiento de otros tipos de generadores, es necesario mantener cierto número de turbinas de vapor, al menos hasta que se disponga de fuentes alternativas con iguales o mejores características de funcionamiento. Cuanto más energía “no gestionable” esté en servicio (eólica y fotovoltaica), mayor debe ser la cantidad de potencia “gestionable” a fin de cubrir con mayor seguridad las oscilaciones del sistema. Esto es importante tenerlo muy en cuenta en las decisiones futuras sobre distintos mix de producción.

6.3 Régimen especial.

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, establece los principios de un modelo de funcionamiento que, en lo que se refiere a la producción, están basados en la libre competencia. Sin embargo, dicha Ley hace compatible este fundamento con la consecución de otros objetivos, tales como la mejora de la eficiencia energética, la reducción del consumo y la protección del medio ambiente. Para ello se establece un **Régimen Especial de producción**.

La actividad de generación en régimen especial recoge la generación de energía eléctrica en instalaciones de potencia no superior a 50 MW que utilicen como fuente de energía primaria energías renovables o residuos y aquellas otras como la cogeneración que implican una tecnología con un nivel de eficiencia y ahorro energético considerable.

Dicha actividad goza de un régimen económico y jurídico beneficioso en comparación con el régimen ordinario que comprende a las tecnologías convencionales. Entre los beneficios de estas tecnologías se encuentran:

- Disminución de emisiones contaminantes y gases de efecto invernadero.
- Un menor impacto sobre el entorno.
- El aumento de la seguridad de suministro derivado del uso de fuentes autóctonas.
- El ahorro de energía primaria.

- Ahorro en transporte y distribución eléctrica por la proximidad entre transporte y consumo, etc.

Las instalaciones acogidas al Régimen Especial se clasifican en las siguientes categorías, grupos y subgrupos:

- **Categoría a:** productores que utilizan la cogeneración u otras formas de producción de electricidad a partir de energías residuales.
 - **Grupo a.1.:** Instalaciones que incluyen una central de cogeneración con alto rendimiento energético.
 - **Subgrupo a.1.1.:** Utilizan como combustible como energía primaria al menos un 95% de gas natural, o un 65% si el resto proviene de la biomasa y/o biogás.
 - **Subgrupo a.1.2.:** Aquellas que utilizan gasóleo, fuelóleo o Gases Licuados del Petróleo (GLP) en al menos un 95% de la energía primaria.
 - **Subgrupo a.1.3.:** Aquellas que utilizan al menos un 90% de biomasa y/o biogás.
 - **Subgrupo a.1.4.:** Resto de cogeneraciones que incluyen como posibles combustibles a emplear, gases residuales de refinería, coquería, combustibles de proceso, carbón y otros no contemplados en los grupos anteriores.
 - **Grupo a.2.:** Instalaciones que incluyen una central que utiliza energías residuales procedentes de cualquier instalación, máquina o proceso industrial cuya finalidad no sea la producción de energía eléctrica y/o mecánica.
- **Categoría b:** Instalaciones que utilizan como energía renovable no consumibles, biomasa o biocarburante, siempre y cuando su titular no realice actividades de producción en el régimen ordinario.
 - **Grupo b.1.:** Instalaciones que utilizan la energía solar.
 - **Subgrupo b.1.1.:** Instalaciones fotovoltaicas.
 - **Subgrupo b.1.2.:** Instalaciones que utilizan procesos térmicos para la transformación de la energía solar en electricidad. Se podrá utilizar un combustible para mantener la temperatura del fluido caloportador para

compensar la falta de irradiación solar. La generación eléctrica a partir de dicho combustible debe ser inferior al 12% del total anual

- **Grupo b.2.:** Instalaciones eólicas.
 - **Subgrupo b.2.1.:** Instalaciones eólicas ubicadas en tierra.
 - **Subgrupo b.2.2.:** Instalaciones eólicas ubicadas en mar.
- **Grupo b.3.:** Instalaciones que utilizan como energía primaria la geotérmica, la de las olas, la de las mareas, la de las rocas calientes y secas, la océano-térmica y la de las corrientes marinas.
- **Grupo b.4.:** Centrales hidroeléctricas con una potencia no superior a 10 MW.
- **Grupo b.5.:** Centrales hidroeléctricas con una potencia entre 10 y 50 MW.
- **Grupo b.6.:** Instalaciones que utilizan como combustible biomasa procedente de cultivos energéticos, de residuos de actividades agrícolas o de jardinería, de aprovechamientos forestales y otras operaciones selvícolas.
 - **Subgrupo b.6.1.:** Las que utilizan biomasa procedente de cultivos energéticos.
 - **Subgrupo b.6.2.:** Las que utilizan biomasa de residuos de las actividades agrícolas o de jardinerías.
 - **Subgrupo b.6.3.:** Las que utilizan biomasa procedente de residuos forestales y otras operaciones selvícolas.
- **Grupo b.7.:** Centrales que utilizan biomasa procedente de estiércoles, biocombustibles o biogás procedente de la digestión anaerobia de residuos agrícolas y ganaderos, de residuos biodegradables de instalaciones industriales o de lodos de depuración, así como el recuperado en los vertederos controlados.
 - **Subgrupo b.7.2.:** Las que emplean el biogás de vertedero.
 - **Subgrupo b.7.2.:** Las que emplean el biogás generado en digestores a partir de alguno de los siguientes residuos: residuos biodegradables industriales, lodos de depuradora de aguas urbanas o industriales, residuos sólidos urbanos, ganaderos, agrícolas y otros para los que se aplique la digestión anaerobia.
 - **Subgrupo b.7.3.:** Las que emplean como combustible principal estiércol mediante combustión y biocombustibles líquidos.

- **Grupo b.8.:** Centrales que utilizan biomasa procedente de instalaciones industriales.
 - **Subgrupo b.8.1.:** Las que utilizan biomasa procedente de instalaciones industriales del sector agrícola.
 - **Subgrupo b.8.2.:** Las que utilizan biomasa procedente de instalaciones industriales del sector forestal.
 - **Subgrupo b.8.3.:** Centrales que utilizan licores negros de la industria papelera.
- **Categoría c:** Instalaciones que utilizan como energía primaria residuos con valorización energética no contemplados en la categoría b).
 - **Grupo c.1.:** Centrales que utilizan residuos sólidos urbanos.
 - **Grupo c.2.:** Centrales que utilizan otros residuos distintos de los anteriores.
 - **Grupo c.3.:** Centrales que utilizan residuos, siempre que éstos no supongan menos del 50% de la energía primaria utilizada.
 - **Grupo c.4.:** Centrales que hayan estado acogidas al RD 2366/1994 y que se encontraran en explotación al RD 661/2007, y que utilizan productos de las explotaciones mineras de calidades no comerciales por su elevado contenido en azufre o cenizas y con un PCI inferior a 2.200 kcal/kg y que los residuos representen más del 25% de la energía primaria utilizada.

6.4 Costes de producción según tecnología.

6.4.1 Tecnologías del Régimen Ordinario.

El sistema eléctrico español está diseñado mediante el funcionamiento de un mercado marginalista para la actividad de generación. Así, el precio horario lo fija la puja ofertada por parte de la central más cara de las que son designadas para funcionar cada una de las horas del día. Este precio garantiza la recuperación de los costes variables de funcionamiento, pero no garantiza necesariamente la recuperación de los costes de inversión de las centrales “marginales”.

A largo plazo, el precio de equilibrio viene determinado por el Coste Marginal a Largo Plazo, que equivale al coste medio de la inversión.

De acuerdo con la información disponible por UNESA, en la Tabla 6-2 se muestran los costes unitarios de inversión y operativos de las tecnologías del Régimen Ordinario, tanto fijos como variables, correspondientes al año 2009.

Tabla 6-2. Costes unitarios por tecnología en régimen ordinario en 2009.

Tecnología	Horas utilización equivalente	Costes unitarios (€/MWh)			Coste medio Total
		Costes inversión	Fijo	Variable	
Hidráulica	1.384	49,4	5,0	5,6	60,0
Nuclear	6.828	33,0	10,6	11,4	55,0
Carbón	3.168	25,2	9,1	42,8	77,1
Ciclo Combinado	3.429	19,8	8,4	62,7	90,9
Resto térmica	1.444	35,1	12,2	76,8	124,1

Fuente: UNESA, 2009.

Los costes unitarios de la inversión son los representativos del coste financiero más la amortización del ejercicio. Los costes unitarios variables de combustibles responden a los costes medios de combustibles por tecnología, calculados según precios medios vigentes en los diferentes mercados; también incluyen el coste medio unitario de CO₂ al precio medio de cotización del año 2009.

El precio en el mercado de generación de electricidad osciló en el año 2009 entre los 30 y 40 €/MWh, claramente por debajo de los costes de producción. Así lo ha manifestado el regulador eléctrico español (CNE), afirmando que los precios de mercado necesarios para recuperar los costes de generación son sustancialmente superiores a los que presenta el mercado eléctrico mayorista. Las razones de este desfase son:

- El aumento de producción de electricidad por parte de las energías renovables, unido al descenso de la demanda por la crisis económica, ha reducido las horas de funcionamiento anuales previstas para ciclos combinados y plantas de carbón del rango de las 5.500-6.000 horas al del entorno de las 3.000. Por tanto, si producen menos, ingresan menos en términos absolutos.
- Los menores ingresos que, en términos relativos, obtienen al disminuir el precio en el mercado. Esta disminución se debe a la energía primada, que el mercado tiene que acoger con carácter preferente. Ello determina que se reduzca el “hueco térmico”, es decir la oferta en la cual podrían generar y producir un aumento de precio, y esto hace que el

diferencial necesario para recuperar la amortización de la inversión haya pasado a ser más de 25 €/MWh para las plantas de carbón y de 35 €/MWh para los ciclos combinados.

Esta situación pone en peligro la continuidad de los ciclos combinados y de las plantas de carbón. Por otro lado, la generación “no gestionable” necesita de unas condiciones específicas para generar electricidad. Estas condiciones suelen no darse en condiciones de clima extremo en verano e invierno, que es cuando se alcanzan los picos de demanda eléctrica en España. Para garantizar el suministro es necesario un parque generador adicional que pueda sustituir la producción proveniente de estas tecnologías en un grado que será más alto al aumentar la potencia de las EERR, a no ser que éstas asuman una parte de la gestión del sistema, lo que tiene limitaciones técnicas. El parque que mejor se adecúa a estas necesidades es el parque termoeléctrico.

La situación descrita sobre la estructura de generación en España produce un desajuste de los precios que provocará debilidades en el sector a corto y medio plazo, debido a que se dificultará la inversión en nueva capacidad al no resultar rentable.

Tabla 6-3. Costes unitarios totales de generación por tecnología comparados con la UE.

Tecnologías	Coste unitario UNESA 2009 (€/MWh)	Costes UE 2007 (€/MWh 2009)	
		Precio moderado combustibles	Precio alto combustibles
Hidráulica	60,0	38-159	38-159
Nuclear	55,0	55-93	60-98
Carbón	77,1	44-55	44-60
Ciclo combinado	90,9	55-66	66-77
Resto térmica	124,1	104-115	126-137

Fuente: Comisión Europea. *Second Strategic Energy Review. An EU energy security and solidarity action plan. (2010).*

En este sentido el propio Ministerio indicaba: “*Estas condiciones hacen que el sistema eléctrico español requiere un exceso de potencia instalada que hasta hace dos años se vio favorecida por el fuerte incremento de la demanda. Sin embargo, una vez la crisis económica ha llevado a una fuerte caída de la demanda y el crecimiento de las renovables continúa a las tasas necesarias para cumplir con los compromisos adquiridos, el parque de generación térmica se encuentra funcionando en menor medida de lo esperado, lo que hace que se ponga en peligro la garantía de suministro en el medio plazo si no se remuneran las inversiones realizadas para dar respaldo a la generación renovable y dar cobertura a las puntas del sistema*”

...Las decisiones de inversión de la mayoría de los grupos térmicos fueron correctas tanto desde el punto de vista de su necesidad para el sistema cuando fueron proyectados (su producción permitió eliminar episodios de pérdidas de suministro por carencia de generación) como desde el punto de vista de viabilidad económica de la inversión, utilizando las previsiones de ingresos y costes que en los escenarios de mercado se barajaban.

En el nuevo paradigma energético, el régimen de funcionamiento de los ciclos combinados y las centrales de carbón autóctono ha pasado de ser centrales de base (es decir, funcionando casi todas las horas del año) a convertirse, no ya en centrales de punta, que son aquellas que funcionan pocas horas y sólo en las puntas, sino a centrales de respaldo de la producción renovable, es decir, en régimen de funcionamiento que debe atender en cualquier momento la incapacidad que puede tener el gran parque instalado de renovables de suministrar la demanda.

Toda la capacidad instalada en la actualidad va a ser necesaria para poder dar respaldo a la producción renovable, por lo que el mantenimiento del parque de generación térmica es esencial para el sistema eléctrico

Los grupos termoeléctricos no recuperan los costes de operación ni los costes de inversión. En el medio plazo las perspectivas no son mejores. Por tanto, no hay una señal a la inversión en nueva capacidad. El exceso de capacidad instalada no puede verter su energía al resto de países europeos, en los que el precio sí refleja costes de operación de los grupos térmicos.

Disminución de los ingresos de mercado previstos. El propio mercado ha visto reducido sus precios debido a la cantidad de energía primaria (producción renovable) que en el caso de los ciclos combinados entra como precio aceptante y a la activación de las cláusulas “Take-or-Pay” que la disminución del hueco térmico está generando. Al disminuir las horas de funcionamiento, el spread necesario para recuperar los costes de inversión ha pasado de ser de más de 25 €/MWh para las plantas de carbón y más de 35 €/MWh para los ciclos combinados.

Dichos pagos regulados no se han ajustado a una nueva situación en la que los ciclos necesitan un margen mayor, al pasar de un régimen de funcionamiento de 5.500-6.000 horas a otro de 2.000-2.500 horas”.

Otra posibilidad sería reforzar las interconexiones, abriendo la posibilidad de exportar energía hacia mercados que tienen precios más elevados y con los que sería más fácil

amortizar las inversiones en parque térmico. Y ello, claro está, siempre que en el mercado exterior sus precios sean competitivos y no resulte un efecto boomerang que provoque mayor capacidad de importación y, por ende, menores posibilidades de amortizar estas inversiones.

6.4.1.1 Ayudas al carbón.

Un hecho fundamental en la historia del carbón, a nivel europeo, es la firma del Tratado CECA, que entró en vigor el 23 de julio de 1952, y que se pactó por un período de cincuenta años, expirando el 23 de julio de 2002. Este acuerdo estableció la organización de los regímenes de producción y distribución del carbón y del acero basada en un sistema institucional autónomo de gestión. Aunque de carácter sectorial, la CECA tuvo una influencia preponderante en la gran evolución económica y política que se produjo en Europa durante aquellos 50 años. Cuando empezó a funcionar, durante el período de la posguerra, la CECA tuvo que enfrentarse a una reducción considerable de la demanda de carbón y acero que hubiese podido sumir a Europa Occidental en una peligrosa recesión económica.

Desde 1957 hasta 1973, Europa vivió una situación de expansión económica, donde se sustituyó, en muchos usos, el carbón por el petróleo. Esto trajo el declive de la producción autóctona. De hecho, se establecieron las primeras ayudas al carbón para el período 1965-1975.

En la década de los setenta, con la subida de los precios del petróleo, el carbón experimentó un nuevo impulso. Aún así, se fijaron nuevas ayudas para el período 1976-1985. A partir de 1986, un precio del petróleo bajo y la abundancia del carbón de importación hundieron definitivamente la demanda de carbón europeo, por ser poco competitivo. La CECA procedió, entonces, a las reestructuraciones necesarias. Así, a través de planes de la minería, que contemplaban ayudas para los períodos 1986-1992 y 1993-2002, se fomentaban las jubilaciones y recolocaciones y, en último caso, se subvencionaban o cofinanciaban el coste de las medidas de desempleo.

Con la finalización del tratado CECA en el 2002 se aprobaron ayudas estatales, garantizadas hasta el 2010, a la industria del carbón.

No obstante, el Gobierno español ha logrado ampliar el período de ayudas al sector hasta el año 2014 (RD 134/2011).

El mecanismo incentivará el consumo de las 10,5 millones de toneladas de mineral que se extraen cada año en las explotaciones españolas, será «transitorio» y tendrá una vigencia, «como máximo», hasta el año 2014.

El Gobierno argumenta que los motivos que le han llevado a la aprobación de la norma son “la caída de la demanda eléctrica y la condición de isla energética de España que impide la quema del carbón autóctono, circunstancia que pone en riesgo el mantenimiento de la única fuente de combustible ampliamente disponible en España”. Por ello considera que “con este Real Decreto se resuelve esta situación al priorizar el uso de carbón autóctono en el mercado eléctrico para garantizar el cumplimiento con el Plan Nacional del Carbón 2006-2012, respetando los acuerdos alcanzados en el mismo”.

El texto no especifica la cantidad máxima de electricidad que pueden generar las diez centrales térmicas adscritas a este sistema y que, por tanto, quemarán carbón nacional. Estas centrales son: las asturianas de Soto de Ribera (Hidrocantábrico-EDP) y Narcea (Unión Fenosa), más las de Compostilla (Endesa), Anllares (Endesa-Unión Fenosa), La Robla (Unión Fenosa), Andorra (Endesa), Escucha (EoN), Velilla (Iberdrola), Puente nuevo (EoN) y Elcogás (Endesa). Además establece que estas diez centrales tendrán que consumir al año el 130% de las producciones nacionales de carbón para dar salida al excedente acumulado.

6.4.2 Tecnologías del Régimen Especial.

En la Tabla 6-4 se representan los costes de inversión y costes medios totales de generación de diversas tecnologías de producción de electricidad que funcionan en Régimen Especial. De ella se observa que la fotovoltaica es la que presenta los mayores costes unitarios. Ello es debido al bajo índice de actividad y por tanto de producción que presenta esta tecnología. Téngase en cuenta que el número de horas equivalentes está, en los mejores casos en torno a las 1.300 horas. El resto de las tecnologías, aparentemente tienen unos costes medios equiparables, e incluso mejores (eólica terrestre y biomasa de residuos de la industria forestal), a los obtenidos por las tecnologías clásicas (térmica de carbón y ciclo combinado), según se vio en la Tabla 6-2; si bien hay que tener en cuenta lo dicho anteriormente.

Estas últimas tecnologías, debido a la elevada participación de la energía eólica y la hidráulica en dicho año, tuvieron un considerable menor número de horas equivalentes. Al disminuir la producción, los costes fijos se repercutieron sobre menor número de kWh

producidos y con ello se incrementó el coste de éstos. De tal modo, que si consideráramos unas 7.500 horas de funcionamiento, tal y como se han calculado el coste de generación de las tecnologías de biomasa en la Tabla 6-4, el coste para las tecnologías clásicas hubiera descendido significativamente: unos 45 €/MWh para los ciclos combinados y unos 60 €/MWh para las de carbón.

Por su parte, la energía eólica presenta unos costes unitarios equiparables, pero tiene la limitación, al igual que la fotovoltaica, de las horas equivalentes. En este caso, pueden variar de 2.100 a 2.700.

Tabla 6-4. Costes de diversas tecnologías de producción de electricidad del Régimen Especial.

Tecnología	Coste inversión (€/kW)	Coste fijo (€/kW)	Coste O&M variable (€/kWh)	Coste medio Total (€/MWh)
Eólica terrestre	1.100	33	0,011	70,78
Eólica marina	1.700	85	0,017	84,80
Fotovoltaica	4.000	160	0,002	301,59
Biomasa de cultivos energéticos	1800	90,15	0,071	95,01
Biomasa (residuos de la industria forestal)	1800	90,15	0,028	52,17
Biomasa (residuos industria agrícola)	1800	90,15	0,054	78,29
Biomasa (residuos agrícolas y forestales)	1800	90,15	0,054	78,29

Fuente: *Elaboración propia a partir diversas fuentes (IDAE, ASIF, UNESA). (2009-2010)*

Según se ha mencionado, el Régimen Ordinario tiene la obligación de ofertar su energía en el mercado spot, posibilidad también abierta, aunque de forma opcional, al Régimen Especial.

Respecto al Régimen Especial, en el artículo 27 de la Ley 54/1997, de 27 de Noviembre del Sector Eléctrico, se enumeran las características de las instalaciones que pueden acogerse al Régimen Especial. La retribución para los productores en Régimen Especial varía según la tecnología de generación. Según el RD 436/2004, de 12 de Marzo, las opciones de venta de la electricidad son:

- Acogerse de forma temporal a un régimen transitorio que modifica la normativa anterior (RD 2818/1998);
- Acudir al mercado spot, o

- Realizar la venta de electricidad a un porcentaje fijo sobre la tarifa media de referencia, con una nueva obligación de programar la energía.

En cualquiera de los casos, la retribución del régimen especial será diferenciada de la del Régimen Ordinario gracias a la aplicación de un mecanismo de primas. Se ofrece a los productores la opción de cobrar una tarifa fija por kWh generado o cobrar el precio del mercado más una prima. Esto ofrece la ventaja de introducir y fomentar la competencia en el mercado eléctrico, además de promover la producción de electricidad renovable en las horas punta (que tienen mayor precio).

Precisamente, para estimular la competencia, el RD 436/2004 otorgaba, además de la prima, un incentivo por participar en el mercado (ambos definidos como un porcentaje de la tarifa eléctrica media de referencia). El RD 661/2007 unificó ambas retribuciones dentro de la prima y las desconectó de la tarifa eléctrica (aportado así más seguridad sobre la evolución de la retribución con el tiempo). Además, para evitar que la retribución se dispare o se hunda con los precios del mercado, se introdujo un sistema de techo y suelo que limita la retribución. De esta forma se limitan los riesgos al contener los costes y asegurar un nivel de apoyo mínimo.

La principal dificultad en el diseño de un sistema de tarifas para apoyar las energías renovables es fijar correctamente esas primas y tarifas para fomentar la inversión, asegurando tiempos de retorno razonables, pero evitando que la retribución de los productores sea excesiva. Dos ejemplos opuestos que ilustran esta dificultad son las tarifas fijadas inicialmente para la fotovoltaica y para la biomasa.

En el caso de la fotovoltaica, el desarrollo durante los primeros meses de vigencia del RD 661/2007 fue mucho mayor que las previsiones del Gobierno, en parte debido a una tarifa muy generosa. En agosto de 2007 se había alcanzado el 85% de la potencia prevista para 2010. En cambio, con la biomasa ocurrió todo lo contrario: al principio, el mercado de la biomasa para la producción eléctrica no respondió al sistema de primas de forma comparable. La bioenergía, con tiempos más largos de reacción y unos problemas particulares (logística de suministro, combustibles variados, diversidad de tecnologías, etc.) necesitaba mayor prima y más tiempo para ser impulsada.

Los niveles de tarifas y primas han sido calculados, en principio, para asegurar una tasa de retorno de un 7%, aproximadamente. Para ajustarlas al máximo a los costes reales de generación, se establece una diferenciación por tecnología, así como por escalones de potencia, lo que permite tener en cuenta las economías de escala (aunque los escalones de

potencia, frente a una progresión lineal de la tarifa en función de la producción, pueden llevar a un mayor énfasis en la capacidad de la instalación que en las posibilidades reales de producción).

Las tarifas y primas se atribuyen durante la totalidad de la vida de la planta, aunque el valor de la prima disminuye después de 15 años para la biomasa y el biogás y después de 25 años para la fotovoltaica.

El sistema prevé igualmente otras bonificaciones e incentivos para fomentar comportamientos beneficiosos para el sistema:

- Discriminación horaria: para las instalaciones a tarifa existe la posibilidad de obtener una bonificación o penalización de hasta el 37%, dependiendo de si la energía se produce en horas punta o valle.
- Complemento por eficiencia para las cogeneraciones, según el nivel de aprovechamiento del calor útil.
- Complemento por energía reactiva por el mantenimiento de determinados valores del factor de potencia para la estabilidad de la red.
- Complemento por seguridad de suministro: para las plantas eólicas que se capaces de no desconectarse de la red, en caso de huecos de tensión. En España se ha llevado a cabo un esfuerzo importante para lograr la adaptación de las infraestructuras eólicas a los huecos de tensión, logrando que en 2009 la mayor pérdida de tensión debida a huecos fuera únicamente de 700 MW, a pesar de una capacidad instalada de 19.000 MW. Este complemento podría introducirse próximamente para las plantas fotovoltaicas.

Es interesante subrayar que el Régimen Especial español no está pensado para la generación distribuida. En Alemania, un tercio de la potencia eólica instalada pertenece a 200.000 propietarios locales de tierras. En Dinamarca, 150.000 familias poseen el 80% de las turbinas instaladas. Por el contrario, en España se favorece el desarrollo de grandes centrales, en lugar de pequeños sistemas pensados para la autonomía energética de fábricas, granjas, edificios, ..., manteniendo las dificultades de un sistema centralizado de suministro energético.

6.4.2.1 Caso particular de la fotovoltaica.

El coste de generación fotovoltaica se encuentra en continua evolución debido al rápido desarrollo tecnológico. Los elementos de coste más determinantes son: los módulos o paneles fotovoltaicos, las estructuras de soporte, los inversores de corriente, los

transformadores, las líneas de evacuación, el cableado y los equipos eléctricos de acondicionamiento e instalación.

El importe de la inversión inicial es el componente de coste más relevante en una instalación fotovoltaica, con unos costes entre 4.000 y 5.000 €/kWp.

La disminución de los costes de la energía fotovoltaica debería basarse en la evolución de los siguientes aspectos:

- **Aumento de la vida útil**, hasta los 35 años. Si los costes de producción de los paneles solares se mantienen mientras que aumenta su tiempo de operación, se producirá un descenso del coste del kWh generado.
- **Aumento del tamaño de los paneles**, con menor número de interconexiones.
- **Innovaciones tecnológicas**, que permitan el ahorro de materia prima y/o el aumento de la eficiencia de conversión.
- **Economía de escala**. Se estima que cada vez que se duplique la producción de paneles solares, el coste unitario se reducirá en un 20%.

Las Asociaciones españolas de la Industria Fotovoltaica (ASIF) y de Productores de Energías Renovables (APPA) consideran que a lo largo de los próximos 10 años el coste de producción de la electricidad mediante energía solar fotovoltaica se reducirá en torno a un 5%.

En relación con lo anterior, sin negar la verdad de los puntos anteriores, hay que decir que en ocasiones, políticas no ajustadas, pueden producir distorsiones en el mercado y en la evolución natural de la tecnología. Así, mantener una política de primas a la producción del kWh fotovoltaico, sin discernir la tecnología empleada o sin poner límites ha llevado, en los últimos tres años, a una fuerte contradicción con los postulados anteriores.

Al dar una prima que garantiza la rentabilidad de una instalación fotovoltaica a lo largo de su vida útil, los promotores de tales instalaciones no sienten la necesidad de elegir tecnologías cada vez más eficientes, las cuales podrían ser más interesantes de cara al futuro.

Por otro lado, al no poner límites en las ayudas, la fuerte demanda en paneles, puede haber producido una bajada de costes en la fabricación, pero eso no se ve reflejado en el precio de venta, sobre el cual actúan las leyes de oferta-demanda del mercado. Así, el aumento de la demanda de paneles no ha producido una bajada del coste de inversión, sino que éste se ha mantenido e incluso se ha incrementado.

El sistema de incentivos para la generación fotovoltaica es sumamente atractivo para ciertos inversores. El negocio se ha favorecido por un reparto de competencias entre las Comunidades Autónomas y el Ministerio de Industria. Las primeras autorizaban licencias, con criterios muy particulares, sin ningún límite, y el segundo abonaba las primas que han de pagar todos los españoles.

La energía fotovoltaica encareció la luz un 3%, lo que representa casi la mitad del total (5,6 por ciento) de la última subida media en la factura de la luz. El elevado precio se debe principalmente "a las elevadas primas que cobran los promotores".

Según datos del Ministerio de Industria *"en el último año se han importado paneles solares por importe de 2.500 millones de euros para producir un 0,8% de la electricidad"*, una cantidad muy similar a la requerida para poner en marcha una central nuclear de última generación.

6.5 Internalización de costes medioambientales.

Según un informe de la Unión Europea en el que se comparan los costes del MWh producido por distintas fuentes de energía, el coste de la energía fotovoltaica se encuentra entre 140-450 €/MWh, frente a 35-175 €/MWh de la energía eólica y 40-50 €/MWh del producido por centrales de gas o nucleares.

Se argumenta que los costes externos de la energía fotovoltaica son mucho menores que los correspondientes a otros tipos de energía, lo que justificaría sus elevadas primas. Pero, según estudios publicados por el IDAE, los costes externos ambientales correspondientes al ciclo de vida de esta energía son de 461 €/kWh, frente a los 65 €/kWh de la energía eólica, 267 €/kWh del gas natural y de 672 €/kWh para la energía nuclear.

Uno de los aspectos más controvertidos es cómo calcular los costes medioambientales de la energía nuclear. El coste de la gestión de los residuos nucleares es una incógnita. Dependerá, por supuesto, del método de gestión elegido. Pero, además, dependerá de los avatares que en el futuro puedan ocurrir y de las intrusiones humanas y posibles desperfectos que sufra el almacenamiento definitivo.

En el año 1999, la Empresa Nacional de Residuos Radiactivos (ENRESA) fijaba para la gestión de todos los residuos nucleares españoles y el desmantelamiento de las plantas un presupuesto de 1,6 billones de pesetas (9.600 millones de euros). Sin embargo, el coste de desmantelamiento de Vandellós I asciende a unos 110.000 millones de pesetas de finales de

los 90. El contrato para que COGEMA almacene en Francia los residuos de alta actividad vitrificados de la anterior central hasta el año 2010, asciende a unos 530 millones de euros. Hay que señalar que además se desconoce la forma definitiva de gestión de estos residuos de alta actividad.

Hasta el momento, ENRESA se ha financiado con un porcentaje del recibo de electricidad que ha oscilado entre el 1,2 y el 0,8%. Los ingresos anuales son algo menos de 120 millones de euros. En diciembre de 2004, la Comisión Nacional de la Energía propuso que fueran los propietarios de las nucleares quienes corrieran con este gasto. En estos momentos supondría un encarecimiento del kWh nuclear, pero a medida que el gasto aumente porque haya que acometer la construcción del cementerio definitivo o porque hay que desmantelar alguna central, puede aumentar muy intensamente.

Una forma más justa de reflejar los costes de desmantelamiento de la central, más conocidas que la gestión de los residuos, sería obligar a las centrales a elaborar planes de desmantelamiento, junto con los costes que estos planes ocasionarían. Estos costes deberían repercutirse en el precio del kWh nuclear. Algunos estiman que esto aumentaría su coste en un 50% aproximadamente.

Un factor adicional a considerar es el del riesgo nuclear. En la legislación española, como en la mayoría de los países que tienen centrales nucleares, funciona la responsabilidad civil limitada. El origen de esta fórmula legal hay que buscarlo en la Ley Price-Anderson que se promulga en Estados Unidos cuando entra en funcionamiento la primera central nuclear del mundo, a principios de los 50. Según esta ley, las indemnizaciones que deben acometer los propietarios de una central nuclear en caso de un hipotético accidente tienen un límite, a partir del cual es el Estado el que responderá, si puede y lo estima conveniente. Esta condición fue imprescindible para que se pudiera poner en marcha la energía nuclear en los países donde funciona la economía de mercado. Aunque se desconocían los costes reales de un posible accidente nuclear, se sospechaba que iban a ser muy cuantiosos.

El coste del seguro por una actividad de riesgo se estima aproximadamente multiplicando el coste de un accidente por la probabilidad de que ocurra. Las evaluaciones del accidente de Chernobil sitúan sus costes entre 120.000 y 240.000 millones de euros. La probabilidad de que ocurra un accidente como el de Chernobil se ha calculado de 1 entre cada 10.000 ó 20.000 reactores-año. Esto da un precio a pagar al año de 12 a 24 millones de euros, por una central de unos 1.000 MW.

Pero aquí no radica todo el problema. Las compañías de seguros que se atrevieran a entrar en este negocio se verían obligadas a inmovilizar un enorme capital para la eventualidad de que ocurriera un siniestro que supusiera el pago de indemnizaciones.

A la vista de lo anterior, se puede decir que en el caso de la energía nuclear no existe una internalización de los costes medioambientales que supone esta actividad.

6.5.1 Mercado de emisiones.

Hoy en día, son pocas las voces que ponen en duda que el clima está cambiando y que la principal causa se debe a la actividad humana. Las pruebas son inequívocas, según el Cuarto Informe de Evaluación de 2007 del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC).

El Convenio Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, firmado en el año 1992 tiene como objetivo la estabilidad de las concentraciones de gases de efecto invernadero (GEI) en la atmósfera.

Para cumplir con este objetivo, el Protocolo del Convenio, firmado en Kioto en 1997, obliga a distintos países a reducir las emisiones de estos gases a un determinado nivel. Este Protocolo contempla una serie de instrumentos para hacer menos oneroso el cumplimiento de dicha obligación. Uno de ellos es la posibilidad de comerciar con emisiones de GEI.

Los gases de efecto invernadero afectados por este compromiso son seis: dióxido de carbono, metano, óxido nitroso, hidrofluorocarburos, perfluorocarburos y hexafluoruro de azufre. Éstos últimos se evalúan y expresan en dióxido de carbono equivalente.

El Protocolo contempla una serie de instrumentos, conocidos como mecanismos de flexibilidad, destinados a facilitar a los países desarrollados el cumplimiento de las obligaciones establecidas en el mismo. Los mecanismos de flexibilidad son:

- el mecanismo para un desarrollo limpio,
- la aplicación conjunta y
- el comercio de emisiones.

El **mecanismo para un desarrollo limpio** permite a los países en vías de desarrollo obtener financiación de los países desarrollados para proyectos destinados al desarrollo sostenible y a la reducción de emisiones. Mediante este sistema, los países desarrollados pueden añadir a su cuota de emisión las reducciones que se alcanzan en los países en desarrollo.

La **aplicación conjunta** se utiliza entre países desarrollados. Mediante este mecanismo se permite la transferencia de tecnología entre países desarrollados y la consiguiente transferencia de reducciones de emisión originadas por proyectos conjuntos.

El **comercio de emisiones** es un sistema muy complejo con un objetivo muy sencillo: abaratar los costos que las empresas y los Gobiernos deben destinar a cumplir con los objetivos de reducción de emisiones. Se presenta en dos grandes modalidades: el sistema de “tope y trueque” (*cap and trade*) y el sistema de “compensaciones”.

El sistema ‘tope y trueque’ es un mecanismo que permite a Gobiernos y organismos distribuir un número de “permisos de emisión” entre las grandes industrias. Las industrias pueden negociar estos permisos con otras industrias. Éste es el enfoque en el que se basa el régimen comunitario de comercio de derechos de emisión de la Unión Europea.

La oferta de permisos se irá reduciendo paulatinamente y, pasado un tiempo, comenzará a escasear, lo que significará que el mercado mantendrá su valor y forzará su reducción. Desde el punto de vista ambiental cada rebaja de los topes o de los límites representa, de hecho, una nueva medida normativa para rebajar la contaminación.

El componente de comercio o ‘trueque’ de este sistema no sirve para reducir emisiones, simplemente da a las empresas un cierto margen de maniobra para abordar el problema de las emisiones, por lo que se le denomina como un mecanismo flexible. Las industrias que mejoran sus compromisos de reducción de emisiones pueden vender sus excedentes a aquellas otras que no han cumplido con sus obligaciones.

La gran mayoría de los permisos se han otorgado gratuitamente, basándose en las emisiones de años anteriores. Esto supone que las industrias más contaminantes del pasado se ven recompensadas con las subvenciones más importantes.

Por su parte, los países ricos pueden comprar reducciones nominales a los países pobres. Con esto lo que se ha conseguido es que empresarios de India y China construyeran fábricas emisoras de gases de efecto invernadero, de forma que los operadores del mercado del mundo rico tuvieran que pagarles para convertir aquellas instalaciones en otras menos contaminantes.

El segundo mecanismo del comercio se basa en el sistema de compensaciones. En lugar de reducir las emisiones en el origen, las empresas financian proyectos de ahorro de emisiones fuera del territorio. El principal programa es el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL).

Aunque las compensaciones se presentan como emisiones, lo cierto es que sólo desplazan las reducciones hacia donde resulta más barato realizarlas. En definitiva es un traslado de los países ricos a los pobres. Así, se sigue contaminando con el supuesto de que se producirá un ahorro de emisiones equivalente en otro lugar. Los proyectos que cuentan como ahorro de emisiones van desde la construcción de represas hidroeléctricas a la captura de metano de centros de ganadería industrial. El ahorro de emisiones se mide calculando cuántos gases de efecto invernadero se supone que se liberarían si el proyecto no existiera.

El problema del mercado es que se necesita un producto intercambiable y medible económicamente. En este caso, prácticas diferentes como mejorar la eficiencia de procesos industriales, capturar metano de las minas, o generar energía hidroeléctrica, liberan derechos de emisión, difícilmente evaluables en ocasiones. Poner un precio a las emisiones es un ejercicio arbitrario y ambiguo. Actualmente, se intenta prever los precios de las emisiones consultando los precios de la energía, calculando la diferencia entre los precios del carbón y el gas o especulando sobre futuras decisiones políticas.

España era la quinta emisora de CO₂ en Europa en 2005. El plan de asignaciones del Gobierno, del año 2006, permitía que un 21 % de las reducciones propuestas procedieran de la compra de créditos MDL. El resultado final es que España continuó incrementando sus emisiones a un ritmo cada vez mayor amparándose en este plan. La compra a gran escala de créditos MDL está respaldada por el Fondo Español de Carbono (FEC), en el Banco Mundial. España es el séptimo país comprador de compensaciones de proyectos MDL, que son adquiridos fundamentalmente por Endesa, Gas Natural- Unión Fenosa e Iberdrola.

Por su parte Gran Bretaña fue el principal país importador de derechos de emisión, con unas importaciones netas del 17 %, ya que las centrales más grandes y contaminantes de Reino Unido, que necesitaban reducir sus emisiones o comprar permisos extraordinarios, optaron por esta segunda opción. Lituania, por el contrario, fue exportador neto del 33 % de sus excedentes a otros países. Parte de este excedente lituano procedía de la obligación de cerrar la central nuclear de Ignalina. Para sustituir esta energía, Lituania alegaba la necesidad de centrales de carbón, por lo que se le concedieron derechos de emisión que finalmente exportó.

En la primera fase del reparto de derechos, éste se realizó entre los cinco sectores siguientes: producción de energía y calor, refinerías, plantas metalúrgicas y acería, fábricas de papel e industrias con alta intensidad energética como el del cemento y la cal. Quedaban

exentas, de momento, la industria química y la del aluminio. La asignación previa de derechos a las industrias energéticas ha sido más estricta que las de otros sectores. Pero lo cierto es que las compañías eléctricas pueden repercutir más fácilmente los costos sobre sus clientes, mientras que otras industrias podrían enfrentarse a una mayor competencia internacional fuera de la UE. No obstante, esto no ha supuesto un recorte de beneficios a las empresas sino una fuente extra de ingresos. Esto es así, ya que los costes que se repercuten no son lo que los créditos cuestan realmente, sino lo que las empresas consideran que podrían costar, lo que da margen a las sobreestimaciones. En el mercado de emisiones se producen dos fenómenos significativos: el sector eléctrico puede adquirir derechos de emisión adicionales, cuyo coste traspasa a los consumidores, mientras que los otros sectores industriales, que disponen de asignaciones más generosas, disfrutan de excedentes que venden a los productores de electricidad.

En una segunda fase, que va de 2008 a 2012, se incorporaron otros sectores como vidrio, lana mineral, acerías integradas y quema de petróleo y gas en el mar. La mayoría de los países siguen otorgando derechos de emisión basándose en las emisiones históricas, con lo que nuevamente se recompensa a los mayores contaminadores.

Otro elemento negativo es la reserva “de nuevos entrantes”. Esta reserva estaba concebida, en principio, para garantizar que las instalaciones que se acogieran al programa por primera vez no se vieran excesivamente afectadas por él. Según un estudio realizado por el empresa británica Carbon Trust, la Reserva de Derechos de Emisión para las industrias de nueva incorporación al mercado de los Países Bajos, Bélgica y Francia en la segunda fase les permitió aumentar sus emisiones por encima de los objetivos asumidos con el Protocolo de Kioto.

En mayo de 2009, la UE informaba de que las emisiones de los sectores implicados fueron un 3,06 % inferiores a las de 2007, afirmando que se debía a las medidas adoptadas por las empresas para reducir sus emisiones en respuesta al elevado precio del carbono que predominó hasta que comenzó el declive económico. Pero en las cifras de la UE sobre una reducción de unos 50 millones de toneladas, hay que contabilizar 80 millones de toneladas de créditos MDL. Es decir, la ‘reducción’ se cubrió con compensaciones de emisiones generadas por proyectos fuera de Europa, produciéndose en realidad un incremento neto.

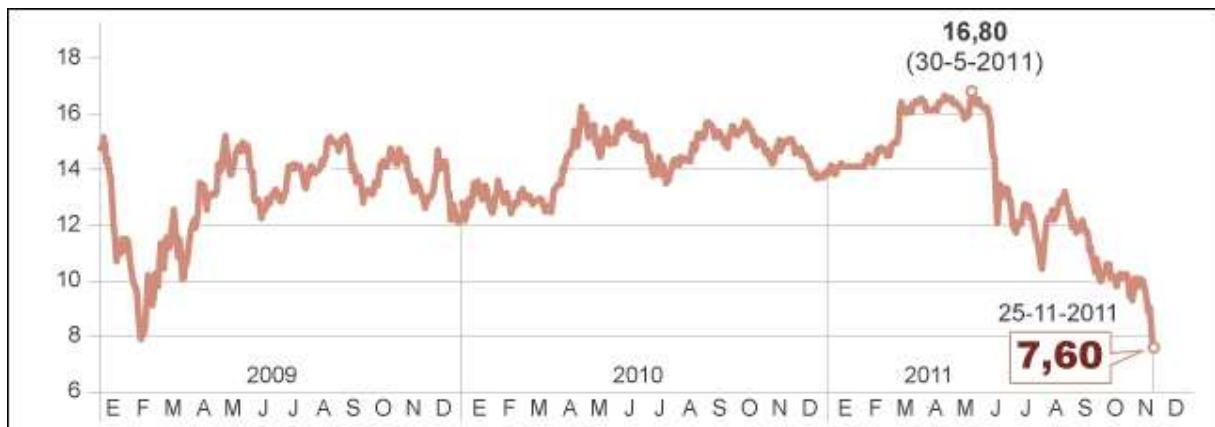
Para la tercera fase, aparecen nuevos problemas como son la acumulación de permisos y el conocido como ‘fuga del carbono’. El primero se debe a que con la posibilidad de

acumular los permisos que no se han utilizado en la fase 2, la fase 3 podría comenzar con un notable excedente de derechos. Situación agravada si tenemos en cuenta el momento de crisis económica que vivimos. El segundo deriva de la ‘amenaza’ de ciertas industrias a las que si no les asignan derechos gratuitos (parte de los derechos serán adjudicados por subasta), podrían desplazarse a países como China o India donde no existen restricciones de emisiones.

6.5.2 Precio de derechos de emisión y costes de eliminar CO₂.

En la Gráfica 6-3 se representa la evolución del precio del CO₂ en el mercado UE. Se observa que esta evolución ha sido bastante irregular y que ha alcanzado cotizaciones de la tonelada de CO₂ que han estado bastante por debajo de los costes actuales de eliminación de CO₂ correspondientes a la mayoría de las tecnologías de generación, alcanzando en ocasiones valores muy pequeños en su cotización.

Gráfica 6-3. Evolución del precio mensual medio del CO₂ en el mercado UE.



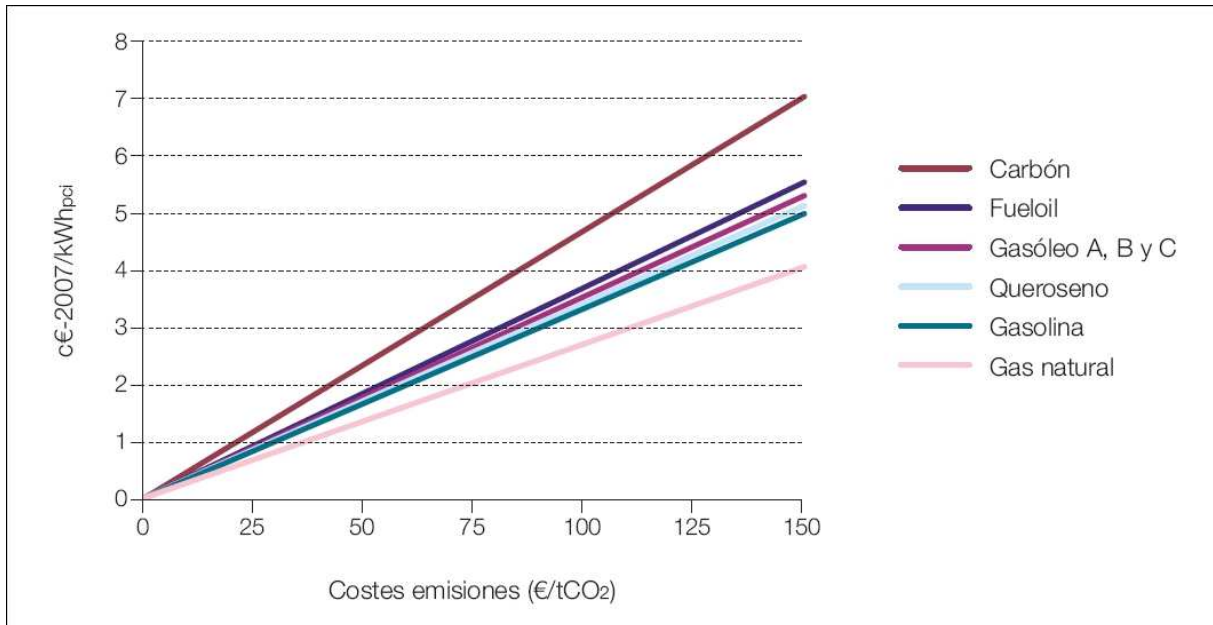
Fuente: SENDECO, 2011.

A este respecto se consideran los aspectos siguientes:

- Los costes deberían incrementarse al pasar el tiempo, a medida que los requerimientos de reducción de emisiones vayan haciéndose más estrictos, y haya que considerar los verdaderos costes de eliminación del CO₂.
- A medida que pase el tiempo, se irán incorporando nuevos sectores responsables de emisiones. En términos económicos, habrá más demanda de derechos para menos oferta.
- Esto supone, a causa de lo indicado en el apartado anterior que se produce un cierto retraso a la hora de ver reflejado en el mercado un precio por los derechos de emisión, acorde con el coste de las tecnologías para su evitación.

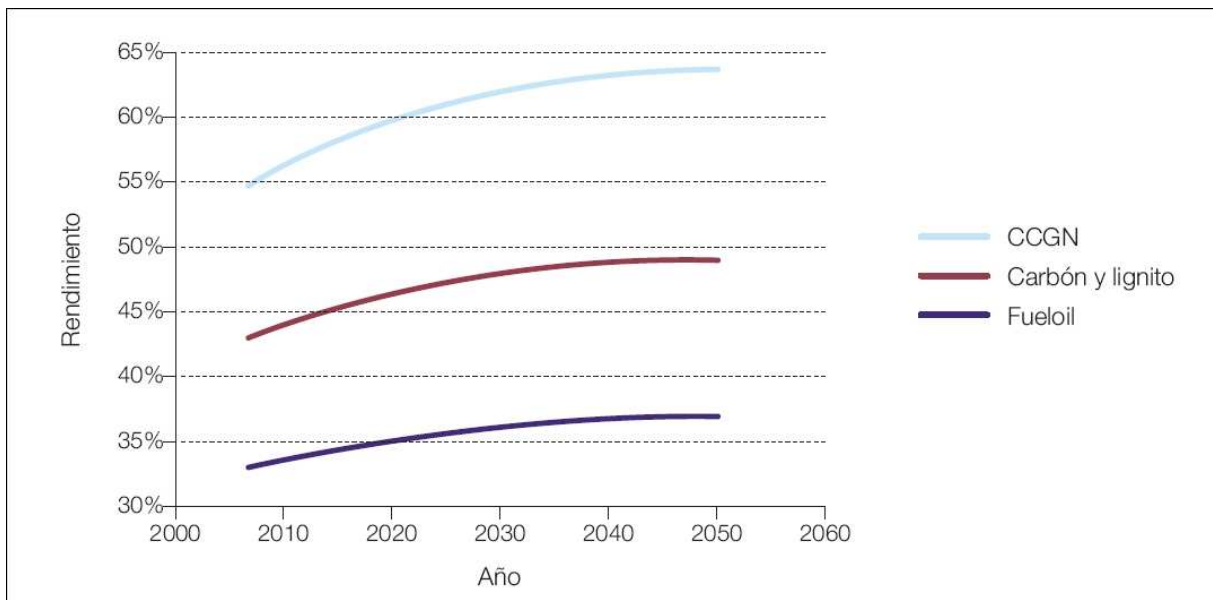
En este sentido, en la Gráfica 6-4 se señala el sobrecoste normalizado a lo largo de un período de 30 años, suponiendo constante el precio del CO₂.

Gráfica 6-4. Sobrecostes en el precio de distintos combustibles como consecuencia de la internalización de costes de emisiones de CO₂.



Fuente: Greenpeace. 2010.

Gráfica 6-5. Evolución de los rendimientos de las centrales térmicas en los próximos años.



Fuente: Elaboración propia.

Por lo que se refiere a la electricidad, la repercusión de los costes de emisiones sobre el precio final depende de cómo evoluciones el rendimiento del las centrales termoeléctricas.

En la Gráfica 6-5 se muestra la probable evolución del rendimiento de las centrales térmicas en los próximos años.

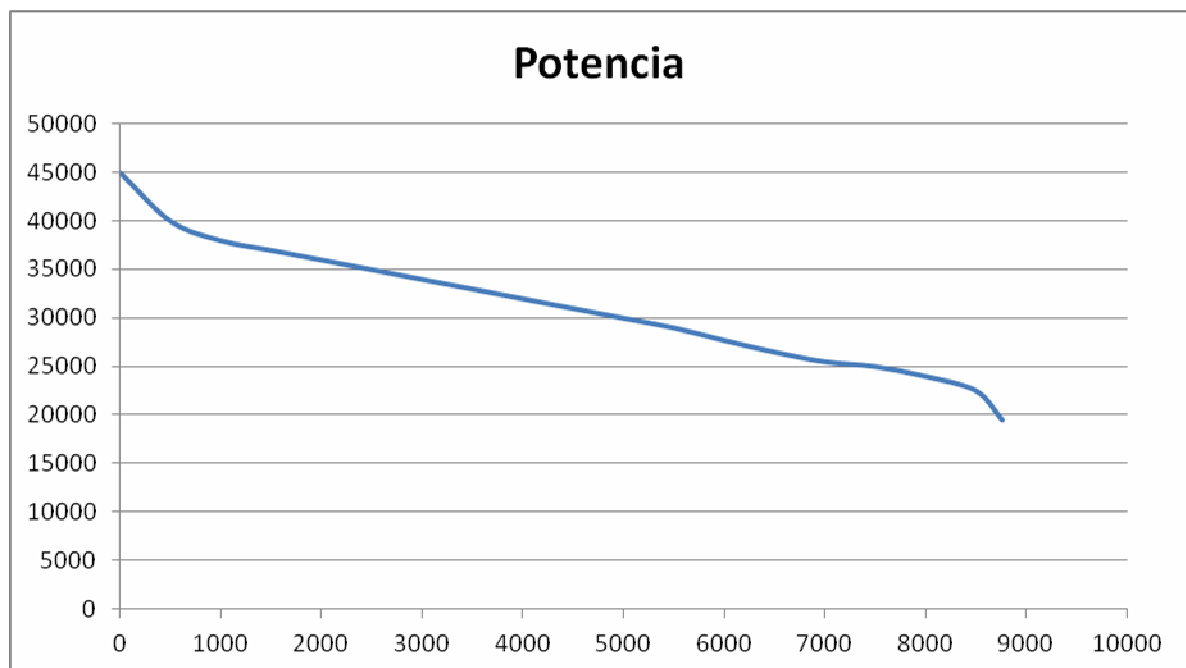
Capítulo 7:
Análisis de costes de distintos escenarios

7 Análisis de costes de distintos escenarios.

A continuación se analizan los costes de la electricidad resultantes de la consideración de diversos escenarios. Para ello, y sobre la base de los resultados obtenidos en 2010, se estima un consumo anual de 230.000 GWh, con un pico de demanda de 45.000 MW, siguiendo la monótona de carga que se representa en la Gráfica 7-1. Para la determinación de los costes en los distintos escenarios, se consideran únicamente las tecnologías más importantes en la generación de electricidad empleadas en nuestro país.

Para el análisis se tendrán en cuenta, para cada escenario, los costes fijos y variables de cada tecnología, la garantía de la potencia pico y el aprovechamiento máximo de las energías renovables: hidroeléctrica y eólica.

Gráfica 7-1. Monótona de carga considerada para el análisis.

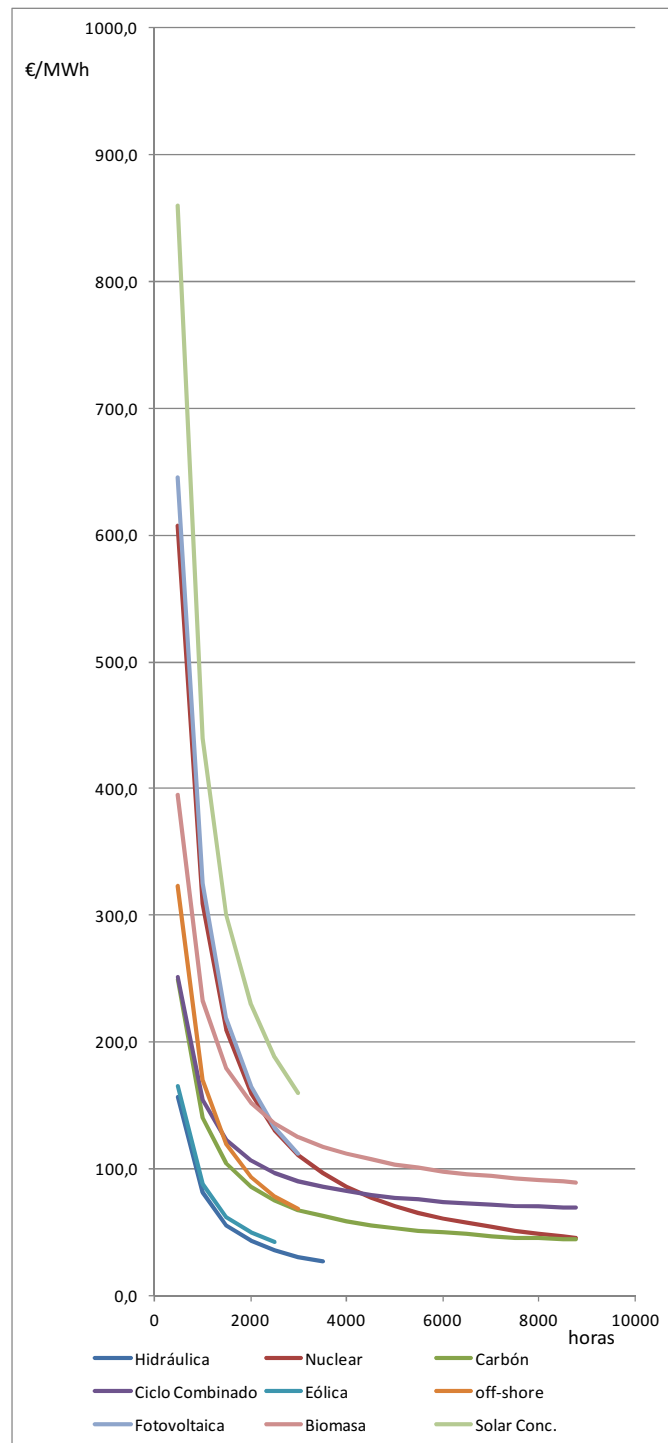


Fuente: Elaboración propia.

En la Gráfica 7-2 se representan los costes medios (expresados en €/MWh) de cada tecnología en función de las horas equivalentes de funcionamiento típicas o posibles. Así, las tecnologías nuclear y térmicas podrían funcionar teóricamente a plena carga durante las 8760 horas del año. Aunque, evidentemente, la realidad es que por razones de mantenimiento o regulación de carga, funcionarán menos horas. Por su parte, la energía hidráulica tiene una producción cíclica, de tal modo que es máxima en los meses de invierno y primavera,

mientras que disminuye su potencialidad en los meses de estiaje. Respecto a la energía eólica, se ha truncado la curva de costes medios en torno a las 2.200 horas equivalentes, que es el resultado de los datos estadísticos globales disponibles en el presente trabajo.

Gráfica 7-2. Costes medios (€/MWh) de cada tecnología en función de las horas equivalentes de funcionamiento.



Fuente: Elaboración propia.

A la vista de la Gráfica 7-2 se observa que las tecnologías hidráulica (30,7 €/MWh con 3.000 horas equivalentes de funcionamiento) y eólica (41,80 €/MWh con 2.500 horas equivalentes) son las que ofrecen los costes medios más bajos. Esto las convierte, sobre todo a la energía eólica, en la primera referencia de producción si queremos obtener el kWh más económico. No obstante, más adelante veremos que pretender recurrir a la energía eólica como el principal componente en el mix de producción eléctrica supone tener que asumir un mayor coste medio.

La siguiente tecnología más económica es la nuclear (45,4 €/MWh con 8.670 horas equivalentes), seguida por el carbón (55,20 €/MWh) y el ciclo combinado (73,74 €/MWh). Estos dos últimos costes no comprenden, por el momento, el coste por pago de derecho de emisión o de un sistema de captación y secuestro.

7.1.1 Escenario Ia. Cálculo del coste con valores reales del año 2010.

En este escenario, se analiza el caso real correspondiente al año 2010. En este caso, la estructura de potencia instalada y producción, considerando sólo las tecnologías de generación más importantes: hidroeléctrica, eólica, nuclear, carbón y ciclo combinado, es la que se indica en las primeras columnas de la Tabla 7-1. Las horas equivalentes se obtienen dividiendo la energía entre la potencia. El coste unitario se obtiene de la Gráfica 7-2, en función de las horas equivalentes obtenidas. Con todo ello, se obtiene un coste de generación medio de 63,93 €/MWh.

Tabla 7-1. Cálculo del coste medio de MWh producido (Escenario Ia).

Tecnología	Potencia (MW)	Energía (GWh)	Horas equivalentes	Coste unitario
Hidráulica	17.561	38.653	2.201	40,22
Eólica	20.057	43.355	2.162	47,01
Nuclear	7.777	61.990	7.971	48,76
Carbón	11.380	22.097	1.942	87,96
Ciclo Combinado	25.235	64.604	2.560	95,80
	82.010	230.699		63,93

Fuente: *Elaboración propia.*

Respecto a la garantía en la cobertura de la demanda, la potencia térmica instalada (nuclear, carbón y ciclo combinado) supone 44.392 MW. Para el estudio se exige que la demanda máxima que debe ser atendida es 45.000 MW. En el caso real analizado, esta

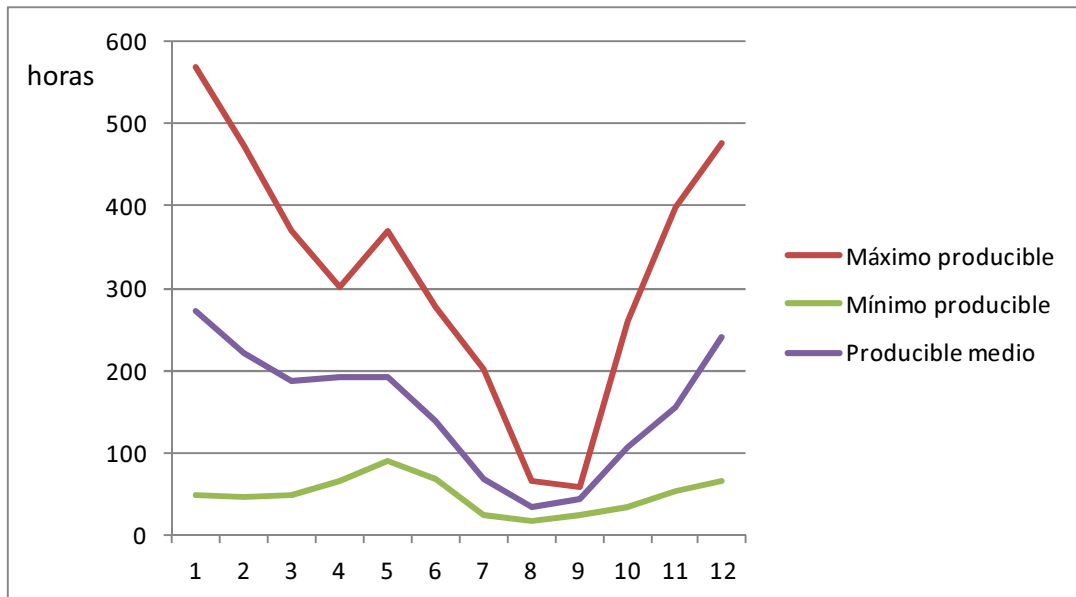
demanda se garantiza, además de por las tecnologías hidráulica y eólica, sin necesidad de otras no contempladas en el estudio como la cogeneración y otras térmicas fundamentalmente.

Sin embargo, para los siguientes escenarios, se ha de considerar qué grado de garantía dan las energías hidráulica y eólica, Puesto que si bien hay una importante potencia instalada, si no hay agua o no hay viento suficiente, no habrá producción eléctrica.

7.1.1.1 Garantía de potencia dada por la energía hidráulica.

En el Anexo II se dan los datos de energía hidráulica producible por mes en el período que va desde 1920 hasta el año 2000. Por otro lado, en la Gráfica 7-3 se representa la evolución a lo largo de un año de la energía eléctrica de origen hidráulico producible, expresada en horas. En ella se observa la gran variación de potencial de unos meses a otros. La energía producible en el peor mes (agosto-86) supone sólo un 2,6% de la energía producible en el mejor mes (enero-96). De acuerdo con esto, **la potencia disponible por la energía hidroeléctrica es más bien escasa en los momentos de gran estiaje.**

Gráfica 7-3. Evolución de la energía hidroeléctrica producible (horas) máxima, mínima y media en el período 1980-2000.



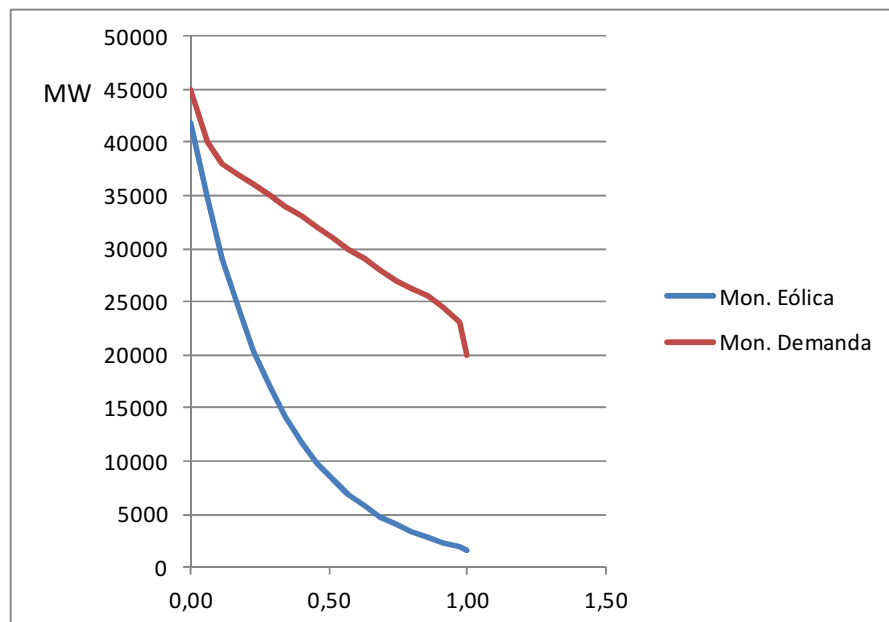
Fuente: Elaboración propia, Datos UNESA.

7.1.1.2 Garantía de potencia con la energía eólica.

La energía eólica tiene también una gran variabilidad, aunque en períodos más cortos al no ser acumulable el viento. Según datos de Red Eléctrica de España (REE) la producción eólica diaria osciló en el año 2007 entre 3 y 169 GWh/día, con una media de 63,5 GWh. La variación de producción de un día a otro es grande, con una media de 22 GWh. Por consiguiente, dada una potencia instalada, es prácticamente imposible que toda esa potencia esté produciendo simultáneamente en todo el país. Aunque, también es cierto que es casi imposible que se produzca la circunstancia de que todas las máquinas generadoras estén paradas por falta de viento. En este caso, se puede establecer, con una potencia instalada dada, una potencia mínima asegurada en todo instante con una cierta probabilidad de ocurrencia.

En la Gráfica 7-4 se representa la monótona de producción eólica típica del conjunto de las instalaciones españolas con 20.000 MW de potencia instalada y la monótona de carga del año 2010. Se observa en esta gráfica que en el momento de máxima producción eólica se pueden alcanzar algo más de 15.000 MW de potencia (cifra casi alcanzada el 10 de noviembre de 2010, REE). Mientras que en el momento de mínima producción, la energía eólica sólo puede dar en torno a los 1.000 MW.

Gráfica 7-4. Monótona de producción eólica frente a monótona de carga.



Fuente: *Elaboración propia, datos AEE.*

Así pues, en el hipotético caso de que se quisiera garantizar una punta de demanda de 45.000 MW con sólo la energía eólica, se necesitaría una potencia instalada de 20 veces

superior, o sea 900.000 MW eólicos. Con ello se garantizaría que cuando la punta de demanda coincide con el momento de menor producción, se pueda atender aquella. Esto es así sólo si se considera que el comportamiento global de todas las instalaciones tuviera condiciones similares de viento a las instalaciones actuales, lo cual no es previsible, puesto que las mejores ubicaciones, con vientos más constantes, son las primeras en instalarse. Las instalaciones siguientes tendrán cada vez menor número de horas equivalentes al año.

En consecuencia, para poder compensar esta variabilidad se necesita tener disponible una reserva de potencia adicional (térmica, bombeo, ...).

7.1.2 Escenario IIa. Mix de generación previsto en PER 2010-2020.

En este escenario se plantea el mix de generación que el Plan de EERR 2010-2020 establece para el final del período. Los resultados se reflejan en la Tabla 7-2.

Tabla 7-2. Coste del MWh producido en un escenario de producción según el Plan EERR 2010-2020 (Escenario IIa).

Tecnología	Potencia (MW)	Energía (GWh)	Horas equivalentes	Coste unitario (€/MWh)
Hidráulica	19.000	41.800	2.200	38,23
Eólica on shore	35.000	70.000	2.000	47,01
Eólica off-shore	750	1.875	2.500	78,20
Nuclear	6.929	55.433	8.000	48,76
Carbón	15.000	31.579	2.105	83,56
Ciclo Combinado	50.000	191.156	3.823	83,30
Fotovoltaica	7.250	12.636	1.743	192,42
Solar termoeléctrica	4.800	14.400	3000	160,00
Biomasa	3.900	24.180	6.200	97,19
	142.629	443.059		75,35

Fuente: (Datos Potencia y Energía, PER 2010-2020). Elaboración propia.

Para el análisis se ha mantenido la misma estructura de costes que en el escenario I. Se observa que el nuevo mix supone un incremento del coste del 17,86%. En este coste no se incorpora el coste del derecho de emisión de CO₂.

Si observamos la estructura de potencia instalada, tenemos que la potencia térmica (nuclear, carbón, ciclo combinado), que podemos considerar la más predecible en su disponibilidad y por tanto necesaria para atender las puntas de demanda, sobre todo en momento de baja hidraulicidad o escaso viento, es de 72.000 MW, frente a unos 65.000 MW correspondientes a las renovables (hidráulica, eólica, solar).

En el caso de considerar un menor coste de la energía solar, hasta de un 50%, lo que se paga hoy con prima, el coste final del kWh sería de 70,51 €.

7.1.3 Escenario IIIa, con generación exclusivamente renovable.

En este escenario la electricidad necesaria es producida exclusivamente por energía renovable. Este escenario es planteado por Greenpeace como posible para España en el año 2050. El peso más importante de la generación lo llevan las energías termosolar (43 % de la energía generada) y eólica terrestre (34 %). Para regular la carga y atender los picos de demanda se usa la hidráulica de bombeo, la termosolar (gracias a su capacidad de acumulación y el uso de gas o biomasa como combustible auxiliar) y la acumulación de energía mediante la producción de hidrógeno. Los excesos de producción eólica y solar en los momentos de demanda valle se utiliza para la mencionada producción de hidrógeno. De esta forma, el hidrógeno acumulado puede utilizarse como garante de potencia en los picos de demanda de electricidad.

Los costes de la energía fotovoltaica y termosolar se han reducido a la mitad, en el supuesto de que la curva de aprendizaje de estas tecnologías permita la disminución contemplada. Igualmente, se puede observar un aumento en las horas equivalentes de estas tecnologías como consecuencia de una mejora en el rendimiento que permita aprovechar mejor los momentos de irradiancia tenue.

Respecto a la acumulación de energía mediante hidrógeno y su posterior utilización se ha supuesto para el coste de generación con esta tecnología un coste de 100 €/MWh generado con hidrógeno. Este coste es muy inferior al que puede darse con la tecnología actual. En el mismo se contempla la amortización de las instalaciones de acumulación y generación. Asimismo, se supone una capacidad de recuperación del 50% de la energía producida en exceso para acumular; para ello se ha tenido en cuenta las pérdidas de transporte, un rendimiento en conversión de la electricidad en hidrógeno del 80%, y un 75% en la generación de electricidad. Asimismo, se supone un grado de utilización de la generación mediante hidrógeno del 50% (4380 h equivalentes).

Con estas consideraciones se obtienen los resultados de la Tabla 7-3.

Tabla 7-3. Coste del MWh producido con energías renovables exclusivamente (Escenario IIIa).

Tecnología	Potencia (MW)	Energía (GWh)	Horas equivalentes	Coste unitario
Hidráulica	20.000	60.400	3.000	40,23

Tecnología	Potencia (MW)	Energía (GWh)	Horas equivalentes	Coste unitario
Eólica terrestre	100.000	205.360	2.000	47,01
Eólica marina	14.500	36.240	2.500	78,20
Termosolar	86.500	259.720	3.000	80,00
Fotovoltaica	7.000	60.400	2.200	96,21
Undimotriz	7.250	18.120	2.500	50,56
Biomasa	1.000	6.000	6.000	98,03
Geotérmica	860	7.000	6.040	41,92
Acumulación H ₂		356.360		
Generación con H ₂	40.700	178.180	4.380	100,00
	247.640	247.640		95,72

Fuente: *Elaboración propia.*

7.1.4 Escenario IVa.

En este escenario se considera una potencia hidráulica de 20.000 MW, se mantiene la potencia nuclear, se adoptan 6.000 MW de cogeneración y se aumenta la potencia eólica hasta los 35.000 MW, para la térmica sólo se considera la de ciclo combinado con una potencia de 40.000. Con ella se tiene una potencia de reserva en los momentos de mínima producción eólica de 56.000 MW, un 25% de un pico de demanda máximo de 45.000. Asimismo, para los ciclos combinados se toma una utilización mínima de 1.000 horas. En la Tabla 7-4 se representan los resultados. En este caso, al igual que en los escenarios anteriores, no se toman en consideración los costes de los derechos de emisión.

Tabla 7-4. Coste del MWh en el escenario IVa.

Tecnología	Potencia (MW)	Energía (GWh)	Horas equivalentes	Coste unitario
Hidráulica	20.000	44.000	2.000	40,23
Eólica	35.000	70.000	2.000	49,50
Nuclear	7.777	58.328	7.500	51,09
Ciclo Combinado	40.000	40.000	1.000	159,43
Cogeneración	6.000	6.500	39.000	60
	108.777	250.328		67,01

Fuente: *Elaboración propia.*

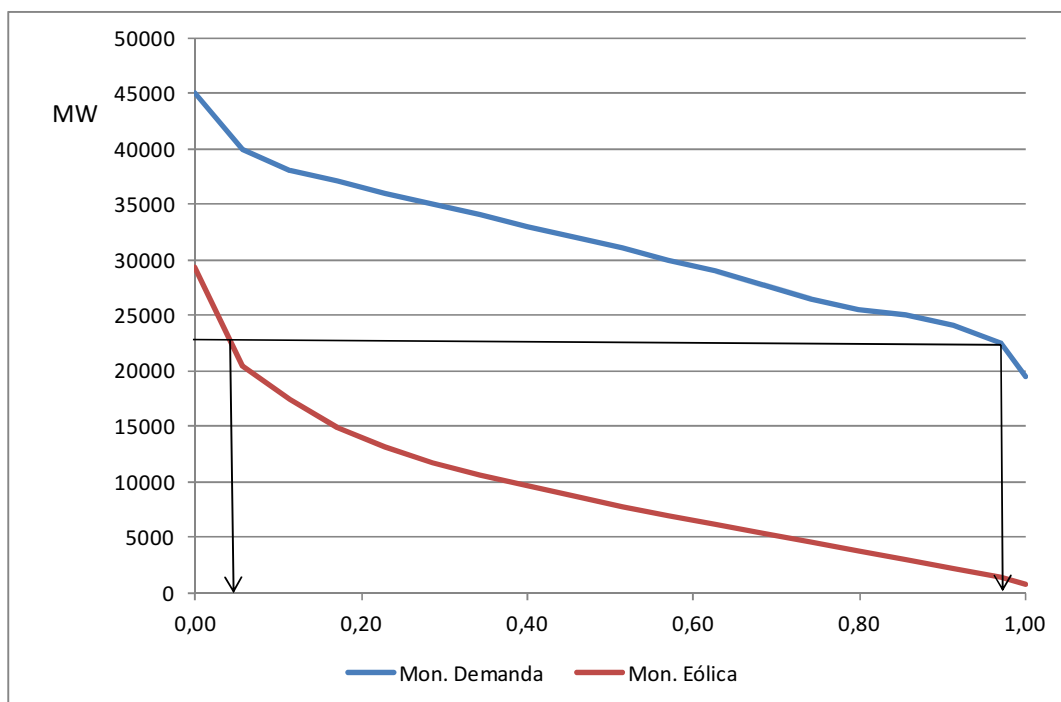
Para la realización de los cálculos se han considerado los siguientes aspectos:

- Para el cálculo de la energía eólica producible, en la gráfica de las curvas monótonas, se transforma el eje horario, dividiendo las horas por el global de horas anuales. De este modo, la monótona de la energía eólica nos da la probabilidad que el sistema

eólico tiene de producir con una determinada potencia y, por consiguiente, de atender a las puntas de demanda. Así, por ejemplo, para una potencia de 23.000 MW, la probabilidad de que la demanda sea esa o superior es del 98%. Por otro lado, la probabilidad de que la energía eólica pueda atender esa demanda es del 4%. Con la situación planteada en este escenario (45.000 MW de punta de demanda y 35.000 MW de potencia eólica instalada) la probabilidad de que haya un exceso de potencia eólica sobre la demanda es muy pequeña (0,08%), por lo que la energía eólica estaría funcionando al máximo de sus posibilidades en un 99,02% del tiempo, salvo impedimentos de evacuación de energía del sistema de transporte o por interés de mantener un mínimo técnico en las centrales térmicas de regulación. Con más potencia eólica, la interferencia es mayor y los períodos en que haya potencial eólico sobrante aumentaría.

- El resto de la energía se obtiene a partir de la energía nuclear y de la térmica clásica.

Gráfica 7-5. Monótonas de carga y eólica en términos de probabilidad.



Fuente: *Elaboración propia.*

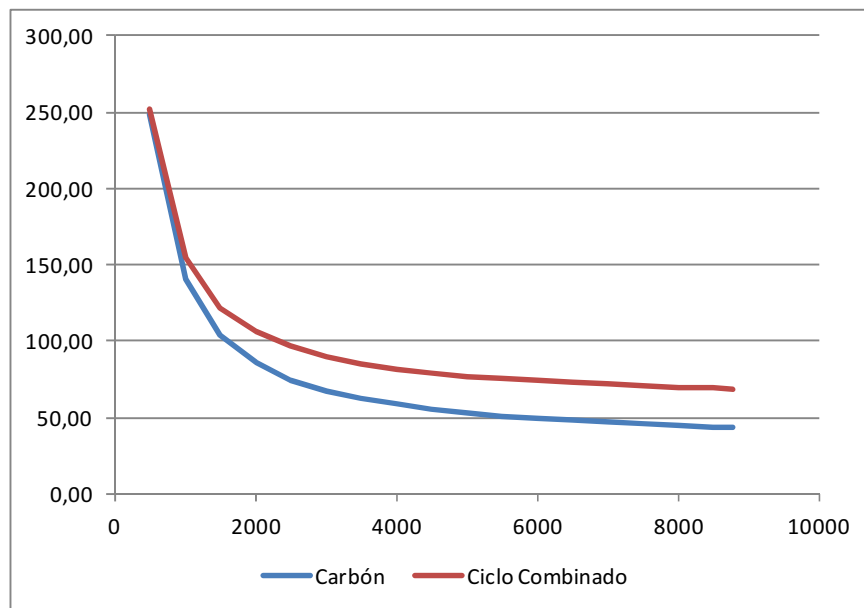
De la observación de la Tabla 7-4 se deduce que la potencia eólica contribuye a abaratar el coste. Sin embargo, a partir de una potencia de 35.000 MW se produce un descenso en el factor de utilización de la potencia, como consecuencia de la necesidad de regular su producción en los momentos de exceso de potencia. Asimismo, es necesario

incrementar la potencia térmica instalada a fin de compensar los cuando la eólica no es capaz de cubrir la demanda. En consecuencia, partir de la potencia eólica considerada, cualquier incremento disminuye significativamente su factor de utilización y, por ello, aumenta el coste unitario.

7.1.5 Carbón vs. Gas natural.

En la Gráfica 7-6 se representan el coste medio del kWh generado con carbón, según tecnología clásica, y con gas natural, mediante ciclo combinado, sin contar el coste de los derechos de emisión. En estas circunstancias se observa que resulta más interesante producir electricidad con una tecnología más antigua a pesar de la diferencia de rendimiento que se obtiene. Sin embargo, el precio del combustible resulta determinante.

Gráfica 7-6. Coste medio del MWh generado con carbón (térmica clásica) y con gas natural (ciclo combinado), sin considerar coste de derechos de emisión.

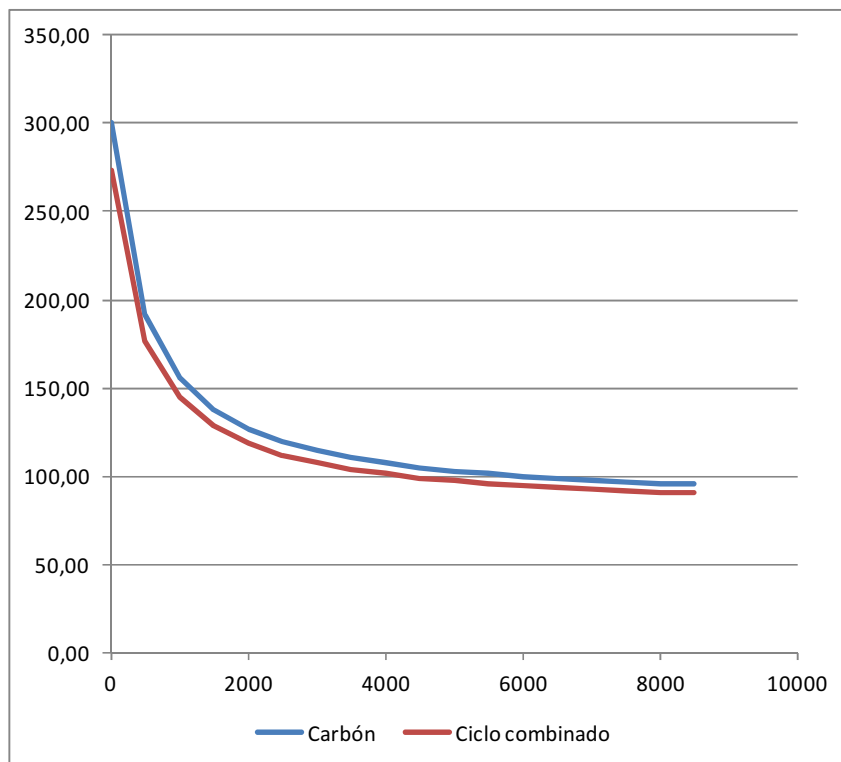


Fuente: *Elaboración propia.*

En la Gráfica 7-7 se vuelve a representar el coste de generación del MWh con las dos tecnologías anteriores agregando un coste de derecho de emisión de 50 €/t CO₂. En este caso, la circunstancia cambia, y resulta más rentable la producción de electricidad con ciclos combinados de gas.

A la vista de esto podemos concluir que si el precio del derecho de emisión, o el coste de la captación y secuestro del CO₂ es inferior a 50€/t, con las tecnologías y los precios actuales no resulta interesante el cambio de carbón a gas natural.

Gráfica 7-7. Coste medio del MWh generado con carbón (térmica clásica) y con gas natural (ciclo combinado), considerando un coste de derechos de emisión de CO₂ de 50 €/Tm.



Fuente: *Elaboración propia.*

7.1.6 Representación de costes de los escenarios anteriores con derechos de emisión.

A continuación se calculan los costes de generación de la electricidad en los escenarios anteriores, contemplando un coste de derechos de emisión de 50 €/t CO₂ emitida.

Tabla 7-5. Cálculo del coste medio de MWh producido (Escenario Ib).

Tecnología	Potencia (MW)	Energía (GWh)	Horas equivalentes	Coste unitario
Hidráulica	17.561	38.653	2.201	40,22
Eólica	20.057	43.355	2.162	47,01
Nuclear	7.777	61.990	7.971	48,76
Carbón	11.380	22.097	1.942	139,66
Ciclo Combinado	25.235	64.604	2.560	117,80
	82.010	230.699		75,04

Fuente: *Elaboración propia.*

Tabla 7-6. Coste del MWh producido en un escenario de producción según el Plan EERR 2010-2020 (Escenario IIb).

Tecnología	Potencia (MW)	Energía (GWh)	Horas equivalentes	Coste unitario (€/MWh)
Hidráulica	19.000	41.800	2.200	38,23
Eólica on shore	35.000	70.000	2.000	47,01
Eólica off-shore	750	1.875	2.500	78,20
Nuclear	6.929	55.433	8.000	48,76
Carbón	15.000	31.579	2.105	135,26
Ciclo Combinado	50.000	191.156	3.823	105,30
Fotovoltaica	7.250	12.636	1.743	192,42
Solar termoeléctrica	4.800	14.400	3000	168,00
Biomasa	3.900	24.180	6.200	97,19
	142.629	443.059		88,79

Fuente: (Datos Potencia y Energía, PER 2010-2020). Elaboración propia.

Tabla 7-7. Coste del MWh en el escenario IVb.

Tecnología	Potencia (MW)	Energía (GWh)	Horas equivalentes	Coste unitario
Hidráulica	20.000	44.000	2.000	40,23
Eólica	35.000	70.000	2.000	49,50
Nuclear	7.777	58.328	7.500	51,09
Ciclo Combinado	40.000	40.000	1.000	159,43
Cogeneración	6.000	6.500	39.000	77,25
	108.777	250.328		74,72

Fuente: Elaboración propia.

Para la producción térmica con carbón se ha supuesto unas emisiones de 0,94 t CO₂/MWh, para el ciclo combinado de 0,4 t CO₂/MWh, y para la cogeneración de 0,34 t CO₂/MWh.

En la tabla siguiente se recogen los precios obtenidos en cada escenario.

Tabla 7-8. Tabla de resumen de precios (€/MWh).

	Escenarios (a) (sin coste de emisión)	Escenarios (b) (Coste de emisión: 50€/t CO ₂)	% diferencia
Escenario I	63,93	75,04	+ 17,38
Escenario II	75,35	88,79	+17,84
Escenario III	95,72		
Escenario IV	67,01	74,72	+11,51

Fuente: Elaboración propia.

De la observación de la Tabla 7-8 se deduce que la incorporación de los costes de emisión en una cuantía de 50€/t CO₂ supone un incremento del coste de generación del 17-

18% en los Escenarios I y II. Para e escenario IV, la influencia es sólo del 11,5%, puesto que en este caso se ha sustituido íntegramente la generación térmica de carbón por gas natural, lo que hace que tenga menos efecto. Por su parte, en el Escenario III, no hay influencia, ya que la generación es íntegramente renovable.

7.2 Precios.

OMEL se encarga de la liquidación de los mercados, de forma que los intercambios entre adquirentes y oferentes se produzcan al precio fijado para cada una de las franjas horarias. Sin embargo, el importe final que los demandantes pagan se ve incrementado por los conceptos siguientes:

1. IVA y tasas por la operación técnica del sistema, la solución de restricciones técnicas y servicios complementarios;
2. La garantía de potencia, cuyo destino es remunerar, por razones de seguridad del sistema, toda la capacidad de generación disponible, aunque no se utilice;
3. El pago de las primas de producción destinadas a impulsar las energías renovables (eólica, fotovoltaica, ...) y las de elevada eficiencia energética (cogeneración);
4. La moratoria nuclear y los costes de tratamiento de residuos nucleares;
5. El coste de transporte y distribución;
6. Los costes reconocidos y márgenes, en su caso, de distribuidores y comercializadores.

El coste de las primas a las energías renovables y la cogeneración se traslada al consumidor final incluyéndolo en la tarifa eléctrica, como una partida dentro de los peajes de acceso. Esta partida ha aumentado significativamente en los últimos años, alcanzando en 2010 un 37% de los costes totales. La retribución total del régimen especial, según la CNE, fue de 5.000 M€ para el año 2009.

A pesar de asegurar unas tarifas fijas para la totalidad de la vida de la planta (con un ajuste anual basado en la inflación), el RD 661/2007 preveía una posible revisión en profundidad del nivel de retribución una vez alcanzado el 85% del objetivo de potencia previsto para 2010. En este último caso, se permitía mantener la misma retribución, al menos durante 12 meses más. Sin embargo, este límite fue alcanzado para la solar fotovoltaica en agosto de 2007. En el mes de septiembre de 2008, el RD 1578/2008 trataba de aportar varias respuestas a este crecimiento inesperado de la fotovoltaica; con este fin se estableció la

necesidad de que cada nuevo proyecto fotovoltaico se inscribiera en un registro de preasignación de retribución y unos cupos anuales de potencia máxima a instalar. Cualquier planta que no entrara en los cupos establecidos no tendría derecho a recibir la prima; además, la retribución disminuía progresivamente en cada convocatoria, alcanzando una reducción anual del 10%. Las tarifas para la primera convocatoria de 2009 se fijaron a 34 c€/kWh para las instalaciones en cubierta de menos de 20 kW de potencia y 32 para el resto (en 2008 eran de 47 c€/kWh para instalaciones de menos de 10 kW).

No obstante, este nuevo RD y sus nuevos cupos, añadido a la incertidumbre, durante meses, de no saber cómo iba a ser revisada la retribución, provocó un “efecto llamada” y empezaron a tramitarse permisos y a desarrollar proyectos a toda prisa, en el intento de terminarlos lo antes posible por miedo a una retribución menor. Esto originó un aumento espectacular de la capacidad instalada de fotovoltaica en 2008, acentuando aún más el problema apuntado. Además de la cuestión económica, otro de los problemas de un crecimiento tan brusco de una tecnología aún no madura como la fotovoltaica es el bloqueo en la I+D de otras tecnologías fotovoltaicas, lo que permitiría un crecimiento más equilibrado con tecnologías y calidades cada vez mejores.

Tabla 7-9. Primas al Régimen especial en 2010

Régimen	Energía (GWh)	Energía sobre demanda (%)	Prima (miles €)	Prima (€/MWh)	Prima FV/Prima
Cogeneración	23.522	8,55	1.304.214	55,45	7,52
Solar FV	6.279	2,28	2.618.891	417,10	1,00
Solar TE	691	0,25	184.876	267,36	1,56
Eólica	42.642	15,49	1.936.810	45,42	9,18
Minihidráulica	6.623	2,41	291.133	43,96	9,49
Biomasa	3.107	1,13	236.380	76,09	5,48
Residuos	3.118	1,13	93.121	29,86	13,97
Tratamiento residuos	4.284	1,56	350.902	81,90	5,09
Total 2010	90.266		7.016.327		

Fuente: CNE.

Otra partida importante del coste de los peajes, que a veces se achaca directamente a las renovables, es el déficit tarifario. Este déficit se creó oficialmente en el año 2002, mediante el RD 1432/2002 y se define como la diferencia entre el importe recaudado entre los consumidores a través de la tarifa y los costes reales de generación, transporte, distribución,

etc. Se estableció que el importe de los costes pendientes de recuperar en el anterior sistema de estándares (1,73 billones de pesetas = 10.400 M€) se recuperaría en un plazo hasta el año 2010 en el que anualmente y por diferencias entre lo ingresado en la libre contratación del mercado mayorista del siguiente modo, si el precio del pool supera el límite de 3,6 c€/kWh (coste estimado en su momento entre dos centrales eficientes de carbón y gas), no se tendrá derecho a percibir esta compensación y se descontará de la cifra correspondiente de los derechos de cobro por los Costes de Transición a la Competencia (CTCs). Sólo cuando el precio de mercado esté por debajo de un límite de 3,6 c€/kWh se percibirá la diferencia correspondiente en concepto de CTC. Este déficit, que en la actualidad asciende a 24 millones de euros, es una partida irrazonable y peligrosa para la sostenibilidad del sistema y el objetivo es eliminarlo antes de 2013. Para ello se han retirado algunos costes que antes se imputaban a la tarifa eléctrica (por ejemplo, una parte del sobrecoste del sistema en las islas, que pasa a los presupuestos generales del Estado) y se ha titulizado el déficit para colocar la deuda entre entidades bancarias (RD Ley 6/2009).

El déficit tarifario no es una cuestión circunstancial, sino una realidad estructural, puesto que ha servido como estrategia para fijar con antelación la subida de la tarifa de consumo eléctrico, manteniendo los costes artificialmente altos.

No obstante, el sistema contiene algunos elementos que distorsionan el correcto funcionamiento del mercado e introducen barreras de entrada a nuevos competidores. En cuanto a estas últimas merecen resaltarse:

- El aislamiento exterior, debido a la escasa capacidad de interconexión del sistema eléctrico español.
- La propiedad de activos estratégicos, concentrada en los operadores activos.
- La existencia de *costes hundidos* (costes que una vez incurridos en ellos, no se puede modificar su nivel), debido a los costes de instalación y diversificación del parque de generación, el largo período de amortización de las inversiones y la incertidumbre asociada a los precios de los combustibles.
- La concentración en el mercado mayorista, el elevado volumen de energía intercambiada entre empresas de un mismo grupo y el corto plazo de los intercambios.
- Los Costes de Transición a la Competencia.
- La integración vertical de hecho, que puede dar lugar a subsidios cruzados y a información privilegiada.

- La fidelización o captura del cliente, mediante estrategias de marketing y publicidad o a través de la relación entre distribuidor y comercializador.

Sin embargo, la evolución del mercado eléctrico en España en los últimos años indica que existen factores que han incrementado de forma significativa la expugnabilidad del mercado. Sin embargo, aunque la mayor parte de las barreras de entrada identificadas por el Tribunal de la Competencia que ha actuado para su supresión, quedan algunas que podrían provocar precios alejados de los precios de competencia o eficiencia. Entre las acciones para eliminar las barreras están:

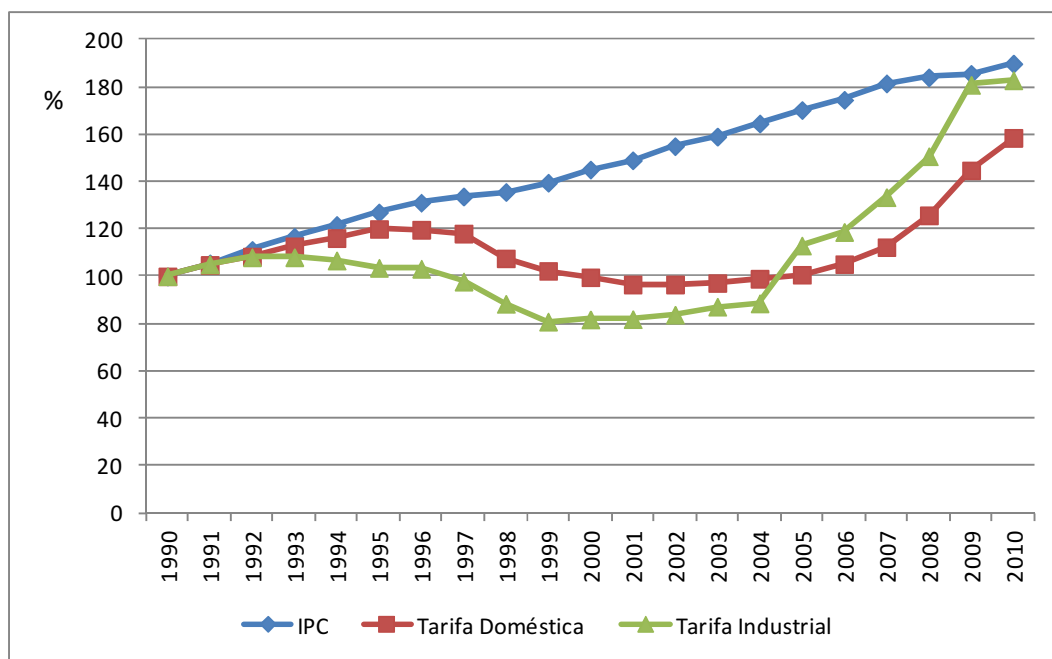
- Desaparición de los CTCs. El mecanismo de recuperación de CTCs dejó de tener efecto en 2006 (RD 7/2006).
- Desarrollo de los mercados a plazo. La implementación de subastas de capacidad virtual y de contratos para el suministro a clientes a tarifa y el desarrollo de coberturas financieras abren nuevos mercados para los nuevos entrantes y permiten una gestión de riesgos más adecuada a los operadores no integrados.
- Oficina de Cambios de Suministrador. Las Leyes 12/2007 y 17/2007 crearon esta Oficina que elimina las posibles barreras de entrada relacionados con la información en la actividad de comercialización, garantizando que cualquier comercializador puede acceder en condiciones no discriminatorias a información sobre los patrones de consumo de los clientes finales y a otra información relevante, como la calidad crediticia de los consumidores.
- Asignación de capacidad en las interconexiones físicas. La asignación de capacidad en las interconexiones físicas con Europa, de acuerdo con mecanismos de mercado transparentes, está favoreciendo la entrada en el mercado de nuevas empresas de comercialización y negocio de energía.
- Nuevas instalaciones de generación de electricidad que compiten en el margen. La inversión en ciclos combinados a partir del año 2002 es muy significativa. La entrada de estas tecnologías, impulsada por inversiones realizadas por nuevos entrantes, muestra que, aunque resulta complicado entrar en cualquier mercado debido a la complejidad de la regulación y de la operación del sistema, no es imposible.
- Nuevos competidores en generación, empresas no integradas verticalmente y sin negocios de distribución de electricidad, suponen un porcentaje relevante de las nuevas inversiones.

Además de los precios que se derivan del mercado mayorista, nuestra legislación contempla la existencia de tarifas, cuya cuantía difiere en función del tipo de consumidor y de su esquema de consumo. En muchos casos, las tarifas no tienen una clara relación con los costes totales, produciéndose de hecho subvenciones cruzadas entre diferentes tipos de clientes y creando opacidad en el sistema. El sistema de fijación de tarifas adolece de importantes deficiencias: no refleja de forma eficiente y equilibrada todos los costes, lo que produce el denominado déficit tarifario, y carece de la flexibilidad necesaria para adaptarse a un mercado muy volátil.

En la actualidad, todo consumidor puede optar entre elegir suministrador, asumiendo los precios que se determinen en el mercado, o continuar adquiriendo la energía eléctrica a su distribuidor habitual a la tarifa que les corresponda.

La realidad es que pocos hogares han salido del mercado regulado, lo que se debe al hecho de que la tarifa no refleja adecuadamente el coste, de tal manera que las ofertas que pueden hacer los potenciales competidores con compensan el esfuerzo y el riesgo de salirse de la tarifa.

Gráfica 7-8. Evolución de las tarifas eléctricas y del IPC



Fuente: UNESA.

Por su parte, los grandes consumidores pueden acudir al mercado o acogerse a las tarifas especiales en alta tensión. En términos generales, las tarifas y precios para grandes

consumidores son muy inferiores a las pagadas por lo hogares. Ello se debe en parte que aquellos tienen una demanda de energía más predecible, generan menores necesidades de distribución y, en determinados casos, han desarrollado sistemas que les permiten “interrumpir” total o parcialmente su consumo eléctrico y así, de acuerdo con el operador del sistema, optimizar la demanda cuando es necesario.

En la Gráfica 7-8 se observa la evolución de las tarifas eléctricas (industrial y doméstica) y su comparación con el IPC. Se observa que en principio la evolución de los precios de la electricidad ha sido inferior al incremento del IPC en este período. Por su parte, los precios a la industria disminuyen más al principio, como consecuencia de su progresivo paso al mercado libre, mientras que el sector doméstico fue el último en incorporarse a este mercado libre. No obstante, en la parte media del período se ve cómo los precios a la industria fueron aumentando, una vez “absorbido” el efecto de la “libre competencia”. En los últimos tiempos se aprecia un fuerte crecimiento del precio, tanto para las tarifas domésticas como los industriales.

En la Tabla 7-10 se comparan los precios de la electricidad para usos domésticos en varios países de Europa y en la Tabla 7-11 el precio de la electricidad para usos industriales. El precio para usos domésticos incluye todos los impuestos aplicables en cada caso, mientras que el precio para usos industriales no incluye el IVA.

Tabla 7-10. Precios de la electricidad para usos domésticos en Europa (€/kWh).

	2004	2010	2011
Bélgica	0.1145	0.1449	0.1572
Bulgaria	0.0486	0.0675	0.0688
Chequia	0.0660	0.1108	0.1232
Dinamarca	0.0915	0.1168	0.1263
Alemania	0.1259	0.1381	0.1406
Estonia	0.0550	0.0695	0.0704
Irlanda	0.1055	0.1589	0.1584
Grecia	0.0621	0.0975	0.1001
España	0.0885	0.1417	0.1597
Francia	0.0905	0.0940	0.0994
Italia	0.1434		0.1415
Chipre	0.0928	0.1597	0.1731
Letonia	0.0487	0.0954	0.0957
Lituania	0.0535	0.0955	0.1004
Luxemburgo	0.1215	0.1433	0.1451
Hungría	0.0794	0.1349	0.1335
Malta	0.0636	0.1615	0.1615

	2004	2010	2011
Holanda	0.1031	0.1266	0.1300
Austria	0.0981	0.1427	0.1442
Polonia	0.0699	0.1049	0.1145
Portugal	0.1283	0.1093	0.1015
Rumanía		0.0856	0.0848
Eslovenia	0.0841	0.1057	0.1079
Eslovaquia	0.1024	0.1277	0.1372
Finlandia	0.0810	0.0998	0.1081
Suecia	0.0898	0.1195	0.1376
Reino Unido	0.0837	0.1321	0.1365
Islandia			
Noruega	0.0985	0.1484	0.1563
Suiza			
Croacia		0.0934	0.0918

Fuente: Eurostat.

Históricamente, los precios del consumo eléctrico en España se han situado por debajo de la media europea en un 10%. A finales de los noventa y principios de siglo, las revisiones del recibo de la luz no suponían grandes variaciones.

Sin embargo, en los últimos tiempos, la tendencia se ha invertido. El importe de la factura se encarece cada año. Las compañías eléctricas se quejan por el déficit tarifario (cifrado en 24.000 millones de euros por el sector).

A la vista de las tablas referidas observamos para España unos precios levemente superiores a la media de los veintisiete países de la Unión Europea y que sobrepasan ampliamente los que registran países como Francia, Finlandia y, en menor medida, Reino Unido y Portugal.

Tabla 7-11. Precios de la electricidad para usos industriales (c€/kWh), impuestos incluidos excepto IVA.

	2004	2010	2011
Bélgica	0.0755	0.0943	0.0977
Bulgaria	0.0409	0.0639	0.0638
Chequia	0.0492	0.1022	0.1097
Dinamarca	0.0631	0.0848	0.0875
Alemania	0.0740	0.0921	0.0900
Estonia	0.0455	0.0573	0.0616
Irlanda	0.0787	0.1118	0.1121
Grecia	0.0630	0.0855	0.0939
España	0.0538	0.1110	0.1082
Francia	0.0533	0.0687	0.0722

	2004	2010	2011
Italia	0.0790		0.1166
Chire	0.0818	0.1483	0.1605
Letonia	0.0431	0.0890	0.0984
Lituania	0.0513	0.0991	0.1045
Luxemburgo	0.0690	0.0956	0.0960
Hungría	0.0654	0.1037	0.0932
Malta	0.0620	0.1800	0.1800
Holanda		0.0853	0.0841
Austria	0.0553		
Polonia	0.0446	0.0929	0.0963
Portugal	0.0684	0.0896	0.0903
Rumanía	0.0468	0.0850	0.0803
Eslovenia	0.0609	0.0917	0.0889
Eslovquia	0.0683	0.1161	0.1233
Finlandia	0.0543	0.0667	0.0686
Suecia	0.0520	0.0800	0.0887
Reino Unido	0.0478	0.0947	0.0939
Noruega	0.0542	0.0893	0.0962
Croacia		0.0932	0.0900
Fuente: Eurostat.			

Capítulo 8:
Estructura empresarial del sector eléctrico español

8 Estructura empresarial del sector eléctrico español.

En España existen cuatro compañías que destacan en el mercado de la generación de electricidad: Endesa (líder con aproximadamente el 40 % de la capacidad de generación del sistema), Iberdrola, Gas Natural-Unión Fenosa e Hidrocantábrico. Sin embargo, existe un número importante de productores independientes de energías renovables en el sistema eléctrico español.

Comparando el grado de concentración empresarial con el resto de países europeos, España se encuentra en una posición media, copando las cuatro grandes empresas alrededor del 80% de la cuota de mercado.

A nivel europeo, destaca el sistema Nordpool (integrado por Suecia, Noruega, Dinamarca y Finlandia), donde el grado de concentración es muy reducido, ya que la mayor compañía controla sólo un 15 % de la cuota de mercado total.

8.1 Período 1983-1990.

Aunque la concentración empresarial ya comienza desde los inicios de la actividad eléctrica, el último gran impulso a esta concentración se produce a lo largo de la década de los ochenta. Al comienzo de este período el sector se encontraba en una situación que se caracterizaba por los siguientes aspectos:

- Se había moderado el elevado ritmo de aumento del consumo eléctrico registrado hasta 1980, fruto de la menor actividad económica del país.
- El nivel de endeudamiento del sector era alto, como consecuencia del esfuerzo inversor realizado en los años anteriores para cumplir la sustitución del petróleo, que ascendía en 1983 a 2,76 billones de pesetas (16.600 M€). Los recursos ajenos representaban aproximadamente el 54% de los recursos permanentes del sector.
- Las continuas devaluaciones de la peseta afectaban negativamente a los intereses pagados por los préstamos y a las amortizaciones de estas deudas.
- Resultaba necesario continuar con el esfuerzo inversor, tanto en generación como en transporte y distribución. La potencia instalada en 1982 era de 30.949 MW, mientras que la prevista en el PEN-79 para 1987 era de 44.738 MW.

Así pues, la situación era compleja y delicada. Era necesario un esfuerzo muy importante de saneamiento financiero. La actuación del Gobierno en aquel momento se centró en:

- La revisión del Plan Energética Nacional (PEN-79), con el fin de adecuar la capacidad del sistema eléctrico a los menores consumos de aquel momento.
- La reordenación del sector, tanto en lo que se refiere a sus activos como a sus mercados.
- El establecimiento de un sistema de retribución tarifaria estable y transparente.

En este sentido se procedió a la nacionalización de la red de transporte y a la constitución de una empresa con mayoría pública, Red Eléctrica de España, con el objetivo de gestionar la explotación unificada del sistema. También se pusieron las bases para realizar un intercambio de activos y mercados entre las empresas eléctricas, para conseguir un mayor equilibrio económico-financiero de estas últimas, además de establecer un nuevo Sistema de Compensaciones entre ellas. Con ello se tenía en cuenta las diferencias de producción y mercado existentes entre las distintas compañías y su repercusión en los costes de abastecimiento del sistema. Esto constituyó las acciones del *Primer Protocolo*. En el ámbito empresarial merece destacarse la reordenación de las participaciones del Instituto Nacional de Industria (INI) en el sector eléctrico, que se traspasarían a ENDESA, por lo que esta empresa pasó a ser la sociedad matriz y cabecera del Grupo Eléctrico Público, que entonces comprendía, además de ENDESA, a las sociedades ENHER, GESA, UNELCO y ENCASUR; posteriormente se incorporaría ERZ. En estos años también se formuló la OPA de Hidroeléctrica Española sobre Hidroeléctrica de Cataluña para tomar el control de la misma.

El *Segundo Protocolo*, firmado en febrero de 1986, recogía un plan de medidas para reducir costes en el sector y el establecimiento de una política tarifaria que permitiese reducir el desequilibrio financiero de las empresas. Otra consecuencia del acuerdo fue la moratoria nuclear, que afectó a 5 grupos cuya construcción ya había comenzado. No obstante, a finales de 1986 se conectaron a red las centrales Almaraz I y II, Ascó I y II y Cofrentes. Vandellós lo haría en 1987 y Trillo I en 1988. De este período cabe destacar también la práctica y completa sustitución de la generación con fuelóleo por la generación con carbón. Para financiar la moratoria nuclear, el Ministerio de Industria y Energía estableció un porcentaje del incremento de las tarifas eléctrica (inicialmente se fijó un 2,89%, después fue del 3,9%) hasta 2007. Con esto se paralizó parcialmente el esfuerzo inversor, ante la posibilidad de reactivarlo

de nuevo en el futuro. Once años después, en 1996, se permitió la titularización de la deuda asociada a esta moratoria para paliar el perjuicio financiero que había supuesto.

La reordenación del sector acometida con los intercambios de activos en 1985, no pudo alcanzar todos los efectos positivos previstos. Así, FECSA no pudo hacer frente a su deuda y tuvo que poner en práctica un plan de saneamiento muy estricto en el que, además de interrumpir el pago de dividendos, solicitó de los bancos acreedores la refinanciación de su deuda. Ante el riesgo de que la situación de esta empresa afectara financieramente a todas las empresas del sector, éstas llegaron al compromiso de suscribir ampliaciones del capital de la compañía catalana por un importe de 75.000 millones de pesetas. Con esto quedaba patente que aparte de problemas financieros también había problemas económicos a causa de la tarifa.

El último paso fue el establecimiento del *Marco Legal Estable* (MLE), cuyo objetivo era incentivar a las empresas eléctricas a continuar realizando una gestión eficiente, a cambio de que la tarifa eléctrica permitiese la recuperación de inversiones a lo largo de la vida útil de las instalaciones y una adecuada remuneración de los capitales invertidos. La tarifa cubriría todos los costes estándares de explotación de las empresas eléctricas y garantizaría la total recuperación de sus inversiones a lo largo de la vida útil de las instalaciones. La suma de todos los conceptos de costes fijos y variables, estándares y estimados, que debían ser recuperados cada año, dividida entre la demanda de energía eléctrica prevista para el mismo, representaba el precio medio que debía tener el kWh para que las empresas pudieran recuperar sus costes y que debería repercutir en la tarifa. Aunque el modelo recibió críticas, lo cierto es que el MLE permitió a las empresas superar sus problemas financieros y sanear sus cuentas.

8.2 Años previos a la liberalización: 1990-1997.

Al inicio de los noventa, la empresa eléctrica, como elemento básico y estratégico era una industria regulada e intervenida. Esta intervención se manifestaba en la planificación de las instalaciones de generación y transporte y en el control de la tarifa eléctrica. Con ello, el modelo empresarial era de sociedades verticalmente integradas que abarcaban las actividades de producción, transporte, distribución y suministro de electricidad.

Este modelo fue cambiando cuando desde la UE se fomentaron los procesos de privatización de las empresas públicas y la liberación gradual en las actividades de generación y comercialización de la energía eléctrica.

La liberación se inicia con la consecución del *Mercado Interior Único* y la aprobación de la *Directiva de Tránsitos*, de 1990, sobre el principio de libre acceso y utilización de las redes europeas por agentes compradores y vendedores de energía eléctrica ajenos a la propiedad de las mismas. Esto supuso el final de un derecho exclusivo para sus titulares y la consideración de la red eléctrica como soporte físico de transacciones comerciales, cualquiera que fuera el origen y destino de la energía implicada.

Los principios fundamentales de la regulación que establecía la Directiva son:

- Libertad de instalaciones de centrales y construcción de nuevas líneas. El Estado puede actuar mediante autorización reglada o concurso mediante licitación.
- Libertad de acceso a terceros a las redes. Los agentes o empresas pueden acceder a la red eléctrica, propiedad de un tercero, mediante el correspondiente pago de un peaje. El propietario tiene la obligación de ceder el paso, salvo casos especiales o excepcionales circunstancias debidamente motivados.
- Gestión independiente de la red. La red de transporte debe contar con un gestor independiente de las empresas que actúen en ella.
- Libertad de importación y exportación de energía eléctrica.
- Separación contable de las actividades eléctricas: generación, transporte, distribución y comercialización, a fin de evitar subvenciones cruzadas.
- Libertad de elección de suministrador por parte de los clientes.

Las inversiones en el período 1990-2000 se centró en nueva generación (menos de a mitad de las inversiones) y a transporte y distribución a fin de mejorar la calidad del servicio. La cobertura de la demanda se efectuaba con el parque construido en el período anterior. El alargamiento de la vida útil del parque de las centrales existentes era considerado como la alternativa de menor coste.

Asimismo, en el Plan Energético Nacional de la última década del siglo XX (*PEN 1991-2000*), se incluyó el aumento de la contribución de los autogeneradores mediante dos tipos de actividades: la cogeneración y las energías renovables.

En la Ley Orgánica del Sector Eléctrico Nacional, 46/1994, (*LOSEN*) quedó establecido el *Sistema Eléctrico Nacional* con dos modelos: el Sistema Integrado, cuyas actividades conservaban el modelo tradicional; y el Sistema Independiente, definido por la libertad de instalación y operación económica, sólo restringido por la preservación de los derechos de terceros y las limitaciones técnicas inherentes a la propia naturaleza de la

industria eléctrica. Las tarifas eléctricas se mantenían unidas en todo el territorio del Estado y seguían siendo fijadas por el Gobierno con criterios de suficiencia y eficacia. Las actividades comprendidas en el sistema independiente se retribuían en las condiciones pactadas por las partes.

Con la proximidad de la apertura a la libre competencia, se vio conveniente disponer de empresas fuertes y mejor preparadas para la competencia con las grandes compañías europeas. Esto dio lugar a un nuevo proceso de reordenación del sector, que se llevó a cabo en los años 1991 y 1992. Aquí radica el origen de los grandes grupos empresariales, uno de capital público formado en torno a ENDESA, que luego sería privatizado en su totalidad, y otros de carácter privado: IBERDROLA (tras la fusión de Iberduero e Hidroeléctrica Española), UNIÓN FENOSA (fusión de Unión Eléctrica y Fuerzas Eléctricas del Noroeste) e HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO.

8.3 La liberalización del sector eléctrico: 1997-2003.

La ley 54/1997 (*Ley del Sector Eléctrico – LSE*), ponía en marcha la liberalización del mismo. El desarrollo suponía pasar de un sistema fuertemente intervenido por los poderes públicos a un sistema en el que las actividades eléctricas se realizarían sobre la base de criterios de mercado, sin otras limitaciones fundamentales que las que imponen determinados factores técnicos, ambientales y económicos, referentes al transporte y la distribución de electricidad.

En el ámbito de la reestructuración empresarial, debe destacarse los intentos de mayores fusiones y absorciones que no llegaron a buen fin: En mayo de 2000, el Gobierno desestimó la oferta pública de Unión Fenosa sobre Hidroeléctrica del Cantábrico; en septiembre de 2000, Ferroatlántica hizo una OPA sobre HIDROCANTÁBRICO que fue rechazada; en septiembre, ENDESA e IBERDROLA plantearon una fusión amistosa con el objetivo de desarrollar un proyecto de expansión internacional y de diversificación, que se desestimó en febrero de 2001 antes las restricciones impuestas por el Gobierno.

En sentido inverso, en septiembre de 2001, Endesa Generación vendió al Grupo ENEL la Sociedad de Nuevo Viesgo, donde se agrupaban los activos de generación compuestos por un 28% de hidráulica, un 32% de fuelóleo-gas y un 40% de carbón. Posteriormente ENEL compró el 100% de Viesgo-Distribución, creándose la empresa ENEL VIESGO.

La nueva norma supuso una transformación radical del sector, introduciendo la competencia en las actividades de generación y comercialización. Las características fundamentales a que da lugar esta Ley se resumen en los siguientes aspectos:

- Se sustituye el concepto de servicio público por servicio básico esencial y universal con la expresa “*garantía de suministro eléctrico a todos los consumidores*” dentro del territorio español.
- La explotación del sistema eléctrico nacional deja de ser un servicio público de titularidad estatal, siendo ejercido por una empresa (Red Eléctrica de España) que deberá perder la mayoría pública en su accionariado.
- La tradicional planificación estatal para la instalación de nuevas centrales eléctricas desaparece y es sustituida por la libertad de instalación sometida únicamente a autorizaciones administrativas. Tan sólo el desarrollo de la red de transporte eléctrico queda sujeto a la planificación vinculante del Estado y condicionado por las exigencias de la planificación urbanística y de ordenación de territorio, manteniendo el carácter de monopolio.
- Se establece el principio de la separación jurídica entre “*actividades reguladas*” – transporte y distribución- y “*no reguladas*” – generación y comercialización-.
- El funcionamiento de las centrales generadoras deja de estar sometido a una gestión económica conjunta del sistema. En su lugar, su utilización pasa a basarse en las decisiones de sus titulares, en el marco de un *Mercado Mayorista de Producción Eléctrica*. En consecuencia, la retribución de las actividades de generación deja de hacerse en función de los valores estándares de costes reconocidos, pasando a basarse en los resultados del mercado mayorista.
- Se establece el principio del *Derecho de Acceso a Terceros* a las redes de transporte y distribución. La retribución económica de estas actividades seguirá siendo fijada administrativamente.
- La *comercialización* se identifica como actividad singularizada en la nueva ley, con arreglo a los principios de libertad de contratación y de elección de suministrador por el cliente, pero sometida a criterios de gradualidad en su implantación.
- *Libertad de comprar o vender electricidad* a empresas y consumidores de otros países miembros de la Unión Europea.

Un aspecto de esta Ley radicó en el reconocimiento de los denominados “*Costes de Transición a la Competencia* (CTCs)”. Al pasar de una situación de intervención administrativa, por la cual se acometieron inversiones programadas mediante planificación centralizada y cuya recuperación estaba garantizada por el propio sistema, a otro basado en el precio del mercado, se hacía necesario garantizar la recuperación íntegra de aquellas inversiones. La Ley también incorpora otros compromisos como la obligación de adquirir la energía acogida al Régimen Especial a un precio primado, o la de aceptar determinados contratos de compra de energía de combustibles autóctonos (carbón nacional), etc.

Otro aspecto relevante de la LSE es la definición de los principales agentes del sistema:

- Los Agentes productores de energía eléctrica.
- Los Agentes productores del “Régimen especial”. Productores de energía eléctrica generada a partir de sistemas de cogeneración, energías renovables, residuos, etc. La energía procedente de estas instalaciones está excluida de las reglas de competencia del Mercado Mayorista.
- Los Agentes externos, es decir, sujetos de sistemas eléctricos extranjeros que vendan a compren electricidad del sistema eléctrico español.
- Las Empresas Distribuidoras.
- Las Empresas Comercializadoras. Encargadas de vender energía eléctrica a los consumidores finales.
- Los Consumidores.
- Los Órganos de Gestión: el Operador del Mercado (OMEL) y el Operador del Sistema (función encargada a REE).
- Los Órganos Reguladores del sistema. Estos órganos dependientes de la Administración General del Estado, fundamentalmente son el Ministerio responsable en materia energética y la Comisión Nacional de Energía (CNE). Las responsabilidades de la Administración son:
 - Establecer la regulación básica de las actividades eléctricas.
 - Regular la organización y funcionamiento del Mercado de Producción de electricidad y los mercados que puedan derivarse de él.
 - Autorizar las instalaciones eléctricas.
 - Fijar la tarifa eléctrica regulada y los peajes por el uso de las redes.

- Establecer los requisitos mínimos de calidad y seguridad de suministro.

8.4 Período 2003-2010.

En este período, la actuación y la evolución del sector eléctrico está marcada por nuevos retos. La constatación de un cambio climático a nivel mundial ha supuesto el compromiso de los países del primer mundo por limitar las emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera. Este hecho tiene una influencia directa sobre el sector, al ser uno de los que genera mayor cantidad de emisiones. Esto está suponiendo un nuevo esfuerzo inversor similar al realizado en la década de los ochenta del pasado siglo. En aquel momento el “leit motiv” de la inversión era la renovación de un parque de generación que no dependiera de petróleo, ante las crisis motivadas por la inestabilidad de los países exportadores y por la volatilidad del precio del crudo. En la actualidad, este esfuerzo inversor supone, un nuevo cambio del parque generador, orientado ahora hacia tecnologías basadas en el gas natural, que permiten un menor índice de emisiones por kWh generado, o en las energías renovables, principalmente la eólica. Ésta última tecnología se manifiesta, entre todas las correspondientes a las energías renovables como la más madura y, de momento, con mejores perspectivas de explotación y de rendimiento económico.

El cambio a la fuente de generación a gas natural, lo determina el que las empresas hayan buscado y sigan buscando también alianzas, socios o fusiones estratégicas en el sector del gas, tanto desde el punto de vista del suministro como de la distribución. Todo ello con el fin de gestionar mejor el riesgo de la volatilidad del precio del gas.

8.5 Período 2011-2012.

En este período en el que se debe mantener un sistema basado en la competencia y en el mercado libre, las empresas del sector corren el riesgo de repetir la situación de debilidad financiera de los años ochenta. A este respecto, es de tener en cuenta el informe de Standard & Poor's (S&P), del pasado 12 de enero de 2011 sobre el efecto que tendrá el déficit de tarifa y las incertidumbres políticas sobre el rating de las grandes eléctricas españolas. Asegura que se han realizado "algunas colocaciones privadas adicionales no reveladas", que estima en 1.400 millones de euros. La primera emisión privada de la deuda eléctrica, y hasta ahora la única de la que se tienen noticias, es la que realizó el Fondo de Amortización de la Deuda Eléctrica entre el 14 y el 15 de noviembre de 2011 entre inversores privados al margen del mercado. La

colocación fue de 475 millones, en dos tramos de 325 y 150 millones, con una rentabilidad del 6,42% y del 5%, respectivamente. A finales de septiembre de 2011, el Gobierno publicó un Real Decreto que permitía las emisiones privadas para facilitar la titulización, función reservada hasta ese momento al Tesoro Público. Las previsiones de S&P para este año se tornan oscuras. Considera que la deuda eléctrica va a sufrir las mismas presiones que la deuda soberana, y que los mayores costes de su financiación se van a traducir en mayores costes para el sistema eléctrico. La sangría del déficit de tarifa y las incertidumbres políticas que S&P aprecia para su resolución, máxime en un contexto económico "muy difícil", podría conducir una rebaja de la calificación de las cinco grandes generadoras de electricidad que financian del déficit, en tanto se tituliza (ENDESA, IBERDROLA, GAS NATURAL-FENOSA y, en mucha menor medida, HC y EON España).

Aunque el Gobierno ha subido los peajes de acceso en el primer trimestre de 2012 (una media del 8,5%) ello no es suficiente para cumplir el objetivo de déficit para este año (1.500 millones, que podría sumar otros 2.000 millones) cuando ya se arrastra la rebaja aprobada (y recurrida ante el Tribunal Supremo por las empresas) en el último trimestre de 2011.

La recesión contribuirá a empeorar la situación, ya que con una demanda plana para este año de tan solo el 0,1%, los ingresos se reducirán agravando el déficit. Y aunque el Gobierno subirá los peajes, según el informe, en este contexto recesivo y con precios de la energía al alza, sólo lo hará de forma moderada (por debajo de dos dígitos).

La situación desembocará inevitablemente en la aplicación de reformas estructurales, pero el informe ve improbable que este año se pueda lograr una solución definitiva. S&P considera un riesgo para la solvencia financiera de las eléctricas que el Gobierno les haga compartir "el dolor" de los consumidores aplicando un impuesto especial a la nuclear y a la hidráulica.

En definitiva, para la agencia de calificación existe una simbiosis entre la deuda soberana y la deuda eléctrica o, lo que es lo mismo, entre el déficit público y el de tarifa. Una opinión que comparten ejecutivos del sector.

8.6 Situación accionarial del sector.

8.6.1 Endesa.

Tras los cambios referidos en apartados anteriores. En septiembre de 2005 fue objeto de una OPA hostil por parte de Gas Natural, que suscitó gran polémica política y empresarial. El 3 de febrero de 2006 el gobierno español aprueba la OPA con algunas condiciones, por entender que no plantea problemas de competencia y que favorecerá la posición española en el sector de la energía.

El 21 de febrero Endesa recibe una contra-OPA, esta vez amistosa, de EON, una importante empresa alemana del sector energético. A diferencia de la otra OPA, la empresa alemana asegura que no habrá expedientes de regulación y que sí habrá inversiones en el sector eléctrico español. El día 22, la empresa italiana ENEL se ofreció a ayudar a Gas Natural si decidía relanzar su OPA.

Finalmente, en febrero de 2009, ENEL adquirió por 11.107 millones de € el 25% de las acciones de ENDESA, que estaban en manos de la constructora Acciona, y se hizo con el control del 92% de la compañía.

Por su parte, el Ministerio de Economía de Italia controla un 21,4% de la compañía de forma directa y otro 10,2% de forma indirecta, a través de Cassa Depositi e Prestiti, controlada por el Estado italiano, con un capital flotante en torno del 70%. Por tanto tenemos que Endesa ha pasado de ser una empresa estatal española a ser una empresa estatal italiana.

8.6.2 Iberdrola.

Respecto a Iberdrola, sufrió un intento de OPA hostil de Gas Natural en 2003, frenado por el veto de la Comisión Nacional de la Energía (CNE).

En noviembre 2006 adquiriría Scottish Power, que culminó con la absorción de esta compañía en abril del 2007. La operación creó la tercera mayor *utility* de Europa.

En 2008 adquirió la compañía americana Energy East. Y en 2011 la compañía brasileña Elektro.

Los accionistas de referencia son:

- ACS, 19 %.
- Qatar, 6,16%.
- Kutxabank, 4,88%.

- Banco Financiero y de Ahorros, SA (BFA), 5,4%.

8.6.3 Gas Natural-Unión Fenosa.

Ya en el año 2000 Unión Fenosa firma un contrato con una empresa petrolera egipcia que le permite disponer de gas propio en origen y así tener una posición de ventaja en el sector. Además, se crea "*Soluziona*" como integradora de las empresas de servicios profesionales del Grupo.

En 2003 entra como socio estratégico en el accionariado de *Unión Fenosa Gas*, la empresa italiana ENI, que con el 50% de los títulos, refuerza el posicionamiento del Grupo en los mercados gasistas internacionales.

En julio de 2008, la participación en Unión Fenosa que tiene su primer accionista, el grupo ACS, recibe una oferta de compra de Gas Natural, que es aceptada. Tras la liquidación de la OPA, Gas Natural pasó a ser titular de un 84,77% del capital social de Unión Fenosa. Finalmente, una vez liquidados los instrumentos financieros suscritos con diversas entidades bancarias y un contrato de compraventa de acciones, la participación ascendió al 95,22% del capital social de la eléctrica.

El 4 de septiembre de 2009 Unión Fenosa dejó de cotizar en el Mercado Continuo, integrándose por completo a Gas Natural.

En la actualidad, los socios accionistas principales de Gas Natural Fenosa son:

- La Caixa – 36,69 %.
- Repsol YPF – 31,211 %.
- Sonatrach – 3,85 %.

8.6.4 Hidrocarbónico.

HC ENERGÍA es un conglomerado empresarial perteneciente al Grupo internacional EDP (cuya sociedad dominante es Energías de Portugal S.A., con sede en Lisboa), accionista mayoritario con una participación del 96,6%; el resto del capital pertenece al grupo asturiano Cajastur (3,13%).

Por su parte EdP, los socios principales en el accionariado de EdP son:

- El Estado chino: 21,35%.
- Iberdrola: 6,79 %.

- CajaAstur: 5,01 %

Capítulo 9:
Conclusiones

9 Conclusiones.

España comenzaba el primer período del compromiso del Protocolo de Kioto con la obligación de no superar las emisiones de CO₂ en más de un 15% respecto al año base, 1990. Durante gran parte de este período el crecimiento económico no hizo sino provocar un aumento de las emisiones muy por encima de las obligaciones contraídas. Desde el sector de la generación eléctrica se hizo un gran esfuerzo inversor por dos caminos: por un lado con la creación de nueva potencia de generación basada en ciclos combinados, con lo que se cambia la generación básica con carbón por generación con gas natural; y, por otro, con la inversión en energías renovables, fundamentalmente eólica y fotovoltaica. Esta última con menos peso en generación, pero con una notable influencia en el precio final que habrán de pagar los consumidores.

Con todo ello, sólo los efectos de la crisis en los cuatro últimos años han provocado la disminución de las emisiones, aunque todavía se mantienen por encima del 15% de crecimiento permitido.

El futuro se presenta con muchas incertidumbres y grandes retos. De las decisiones que se adopten en el futuro próximo, estará el éxito a medio plazo.

1. Parece claro el fracaso en el objetivo nacional de emisiones. Algunas de las causas de este fracaso se relacionan con el tipo de actividad económica desarrollada. La economía española se basó fundamentalmente en el sector de la construcción. Sector energéticamente muy intensivo, ligado con las industrias del cemento y del ladrillo. Además, cabe añadir los retrasos en la transposición de la Directiva 2002/91/CE sobre Eficiencia Energética en Edificios. Estos retrasos han provocado que los edificios construidos en este período no sean lo energéticamente eficientes que deberían. En estos momentos, se dispone de una nueva Directiva 2010/31/UE que responde a la necesidad de instaurar acciones más concretas, con el fin de aprovechar el gran potencial de ahorro de energía, con el objetivo de lograr edificios de consumo casi nulo a partir de 2020. Esperemos que esta Directiva no tarde tanto tiempo en transponerse.
2. Respecto al sector eléctrico, al que se le ha exigido más en cuanto a reducción de emisiones, se puede decir que, en líneas generales, se ha cumplido los objetivos. Desde el año 2005, el sector eléctrico ha logrado disminuir significativamente las emisiones de CO₂ equivalentes, hasta el punto de que en el año 2010 la reducción era del 50% y se ponía a

niveles del año de referencia. Sin embargo, la reducción del último año (2010) se debió fundamentalmente al buen año hidrológico, unido a la producción eólica. En cualquier caso, si se considera el conjunto de los dos últimos años (2009-2010), la reducción no deja de ser significativa. El “éxito” se debe sin duda al aporte de las energías renovables, principalmente la eólica, en el mix de generación, así como a la sustitución de parte de la generación térmica de carbón por ciclo combinado a gas natural.

3. La asignación libre de derechos de emisión a las empresas supone que, en muchos casos, éstas han dispuesto de un bien con el que negociar en el mercado de emisiones y obtener beneficios. Quizá debiera plantearse un canon de acceso a estos derechos, con lo cual tampoco se limitaría la entrada de nuevos actores. Además, el conceder derechos de emisión gratuitamente supone que las empresas no internalizan sus costes medioambientales adecuadamente. En estas condiciones quedan justificadas las primas sobre las renovables.
4. Las primas también deberían ir desapareciendo. Cada tecnología de generación debe entrar en el mix energético y justificarse por su coste y capacidad de regulación del sistema. No parece lógico que desde el Estado se garantice la rentabilidad de unas instalaciones sobre otras. Porque en ese caso, debiera ser el propio Estado el promotor de estas instalaciones y el que obtuviera los beneficios.

Decisiones de promocionar mediante primas de producción a energías como la fotovoltaica suponen una disfunción en el precio final de la electricidad. Además tampoco contribuyen al desarrollo adecuado de estas tecnologías. Esto es así puesto que si se tiene garantizada la rentabilidad de la inversión, para qué invertir en otras tecnologías de mayor rendimiento, con toda seguridad más cara y menos probada. Además se pervierte una de las aseveraciones más defendida por los defensores de la promoción de este tipo de tecnologías: “Si se promociona la demanda de estos equipos, la economía de escala bajará costes y con ello puede llegar antes a ser competitiva”. Pero lo cierto es que la fuerte demanda en paneles lo que ha producido es la subida del precio de los mismos.

Las subvenciones o ayudas a las energías renovables deben ir más en el sentido de la demostración de su viabilidad, de su desarrollo tecnológico, que en el sentido de una ayuda sistemática.

4. Aunque se suprimieran las primas, eso no quiere decir que no se pudiera vender la electricidad de origen renovable más cara. La Administración ha de forzar al mercado a desarrollar las herramientas de información necesarias para que el consumidor pueda conocer el origen de la electricidad consumida: *la trazabilidad de la electricidad*. Debería haber una obligación por parte de los comercializadores y distribuidores de suministrar detalle del origen de la electricidad. El desarrollo de esta trazabilidad permitiría a los consumidores, cada vez más preocupados por el medio ambiente, elegir el tipo de producto que desean. Aunque alguna compañía vende “energía verde”, la administración deberá vigilar que no se vendan más “kWh verdes” de los que se producen.
5. Respecto de las grandes compañías del sector se quejan de que las renovables impiden la adecuada amortización de las nuevas centrales de ciclo combinado, con el aumento del precio de la electricidad. Pero no dicen que ellas tienen una participación nada desdeñable en el sector eólico, principal productor de las energías renovables. Que esta producción eólica les permite no producir electricidad con energía térmica y evitarse cierta cantidad de emisiones, las cuales luego venden en el mercado de emisiones, y que estos beneficios no son descontados, como se debiera, de los costes de generación térmica. Con ello obtienen un doble beneficio, las primas de la eólica y la venta de los derechos.
6. Además, teóricamente el mercado eléctrico es libre y las redes de distribución deben permitir el acceso a las mismas de cualquier generador que desee ofertar su producto. Pero lo cierto es que las compañías tienen el derecho de limitar ese acceso por razones técnicas, fundamentalmente de regulación de la red. En este terreno también debe actuar la administración, regulando adecuadamente las condiciones de acceso a las redes para asegurar la calidad del servicio a los consumidores finales y, a su vez, la libertad de acceso a productores independientes.
7. Se habla también de generación distribuida, pero se puede decir que en España no existe la generación distribuida como tal. La generación eólica se vierte mayoritariamente sobre la red de transporte y no existe prácticamente generación de pequeña potencia que se vierta en las redes de baja o media tensión. Para facilitar esto, también se deben establecer las condiciones de acceso y el establecimiento de centros regionales o comarcales de control y gestión de las redes de distribución.

Respecto de las distintas tecnologías se puede decir lo siguiente:

8. Energía hidroeléctrica.

- Desde el punto de vista económico es la de coste más bajo.
- Como recurso, cabe decir que en España ya están muy cerca de un aprovechamiento máximo. Sólo cabe incidir en pequeños aprovechamientos y en la creación de una infraestructura que permita una mejor gestión del agua de forma global.
- Por lo que respecta a su capacidad de producción, la cantidad de energía producida es muy variable de un año a otro, en función de la pluviosidad de cada año.
- Desde el punto de vista de la gestionabilidad, sus características son ideales siempre que no se trate de centrales fluyentes. Se adapta a la regulación primaria, secundaria y terciaria perfectamente.

9. La energía eólica.

- Es, tras la hidráulica, la más rentable de las energías renovables.
- Como recurso, aún tiene amplias posibilidades de incremento en el territorio nacional.
- La cantidad de energía producida a lo largo de un año es mucho más constante de un año a otro que la hidráulica. No obstante, con relación a otras tecnologías como la nuclear o las térmicas (gas y vapor producido con combustibles fósiles), tiene el inconveniente de que necesita cerca del triple de la potencia instalada para tener la misma capacidad de producción.
- Es difícil de gestionar, ya que se trata de una energía fluyente, con un marcado carácter aleatorio y muy variable de un día a otro o incluso en el período de horas. No obstante, se puede predecir aproximadamente la capacidad de generación a lo largo de un año, e incluso también la potencia disponible a breve plazo (horas) con una probabilidad de acierto aceptable. Sin embargo, tiene el inconveniente de que su máxima capacidad de producción no tiene por qué coincidir con los momentos de máxima demanda de potencia. En estos momentos se debe recurrir a otras tecnologías que aprovechen energía almacenada. Si se quisiera que la energía eólica pudiera atender con cierto grado de garantía (más del 95% de probabilidad) la máxima punta de demanda, habría que tener disponible una potencia eólica de unas veinte veces la máxima demanda de potencia. Evidentemente, esto provocaría que una parte importante de la potencia instalada estaría ociosa la mayor parte del tiempo. Para convertir a la energía eólica en una fuente sobre la cual basar la

producción de electricidad debe ir acompañada, indudablemente, por sistemas de acumulación de energía. Sistemas que permitirían mantener en funcionamiento la potencia eólica excedente en momentos de baja demanda y cubrir el déficit cuando la demanda es máxima. Entre estos sistemas, el más económico y que daría un mejor aprovechamiento de otro recurso fundamental como es el agua, sería el de las centrales de bombeo. Otras posibilidades como acumulación electroquímica en baterías, inercial, hidrógeno... resultan muy caras por la capacidad de acumulación que se puede requerir o no han alcanzado la madurez comercial.

10. La energía solar fotovoltaica.

- Hoy por hoy es una de las energías más caras, por lo que es previsible que su desarrollo se vea limitado, en tanto en cuanto no se desarrollen tecnologías más eficientes y a costes competitivos. Esta energía no debería tener más que una presencia testimonial que permita coger experiencia. Hay que tener en cuenta que a efectos prácticos, la conversión de la energía del Sol en electricidad no supera el 15%.
- A pesar de su pequeño peso en la generación, lo elevado de su prima provoca un desajuste en el precio final del kWh.
- Como recurso, España es un país soleado que cuenta con muchas horas de sol en gran parte de su geografía. Esta tecnología, parece destinada a pequeñas instalaciones integradas en redes de generación distribuida. Ello requerirá mayor desarrollo de estas con el fin de lograr una mejora de su gestión.
- Al igual que la eólica es una energía fluyente. Su producción también se puede predecir. Sin embargo, es doblemente cíclica, con un período anual y otro diario. Pensando en su uso a largo plazo, no parece que vaya a ser una fuente para proporcionar una carga de base, salvo que se dispongan de dispositivos de almacenamiento de energía importantes. Más bien, su uso estaría destinado a apoyar a la energía eólica en los momentos de forma directa o indirecta a partir de la que en los momentos con exceso de producción se almacene en los sistemas de acumulación.

10. Solar térmica de concentración.

- Por el momento, las plantas construidas son demasiado nuevas para sacar conclusiones en cuanto a costes.

- Como recurso, España es un país bastante privilegiado. Sin embargo, la ubicación para plantas de este tipo requiere unas condiciones de soleamiento y cielo despejado más exigentes que la fotovoltaica.
- La gestionabilidad de las plantas mejora cuando forma parte de instalaciones híbridas con gas natural y acumulación energética, con lo que pueden mantener la temperatura en el fluido de trabajo en los momentos de ausencia de sol.

11. La biomasa.

- La biomasa es una energía todavía cara en comparación con las tecnologías clásicas (nuclear, carbón y ciclos combinados).
- Como recurso, por rentabilidad y potencialidad, los mejores son aquellos que están concentrados: RSU, residuos de industrias como la alimentaria, la madera, o la del papel. Estas fuentes, como aprovechamiento de residuos, se deben considerar como subproductos que reporta beneficios extras a las empresas, no como un recurso en sí mismo. Aquellos otros recursos más dispersos como los cultivos energéticos para la generación eléctrica tienen el inconveniente de la “recolección”. Su aprovechamiento local y a pequeña escala resulta mas prometedora.
- Por su gestionabilidad, esta fuente es similar a las tecnologías clásicas.

12. La energía nuclear.

- Por su precio, es junto con la hidráulica la tecnología más rentable. No obstante, hay que decir que los costes medioambientales no están incluidos. La internalización de estos costes es un gran problema. No cabe duda que la gestión de los residuos de alta actividad durante su ciclo de vida la haría económicamente inviable. “Energía nuclear sí” o “energía nuclear no” es una difícil decisión política, dada la animadversión que este tipo de energía despierta sobre la sociedad. Pero esta dificultad se traslada en forma de incertidumbre sobre las empresas que pudieran estar interesadas en instalar este tipo de plantas. Una instalación nuclear requiere muchos años para su amortización. La existencia de un gobierno proclive a la autorización, no impide que en el futuro otro gobierno decidiera el cierre de las mismas.
- En cuanto a los recursos disponibles también existe cierta discrepancia e incertidumbre. Los más pesimistas hablan de una disponibilidad de uranio para

unos 50-60 años. Sin embargo, también es cierto que existen tecnologías que podrían permitir el aprovechamiento de parte de los residuos producidos como son los Reactores Reproductores Rápidos y, por tanto, aumentar significativamente los recursos disponibles. Aunque esta tecnología no está aun lo suficientemente madura para su extensión comercial.

- Como energía gestionable, la energía nuclear es perfectamente conocida. Su producción es predecible, aunque tiene cierta dificultad en la regulación primaria. Se utilizaría como carga de base.

13. Ciclos combinados.

- Se esperaba que el precio de esta tecnología fuera la que generalmente determinara en el mercado eléctrico el precio del kWh y la que sustituyera al carbón por el menor ratio de emisiones de CO₂ al utilizar un combustible con menor contenido en carbono y en plantas de mayor eficiencia. Sin embargo, el amplio desarrollo de la energía eólica ha desplazado a esta tecnología a cubrir exclusivamente los momentos de máxima demanda. Esto provoca que la utilización de este tipo de centrales disminuya significativamente y que por ello el coste del kWh generado sea mayor. De cara al futuro, el coste de generación también se verá influido por el precio del combustible en los mercados internacionales.
- Como recurso, el gas natural, como ya se dijo, pretende sustituir al carbón en la generación de electricidad y a parte del petróleo a medida que éste descienda en su producción. Sin embargo, existe una gran competencia, desde el lado de la demanda, por hacerse con la producción de gas. Los países desarrollados tienen una necesidades que podemos considerar más o menos estables. Pero los países emergentes, sobre todo China e India están aumentando su consumo a ritmos acelerados. No en vano estamos hablando de dos países que suponen más del 40% de la población mundial.

14. El carbón.

- Por precio, la tecnología del carbón se sitúa en un precio competitivo, incluso mejor que el gas natural. El precio del carbón como materia prima es más estable que el del gas. Sin embargo, el gran inconveniente del carbón está en las emisiones de CO₂. Los compromisos adquiridos por la UE y por España, restringen el uso del carbón con las tecnologías clásicas. A un precio del derecho de emisión de unos 50

€/tonelada CO₂, los costes de ambas tecnologías se equiparan. A mayores precios del derecho, resulta más rentable el ciclo combinado de gas natural (esto con los precios medios de gas y carbón del año 2011).

- o Como recurso, el carbón dispone de mayores reservas que el gas natural. Así pues, no podemos considerar completamente muerto al carbón, al menos por el momento. En la medida en que se desarrollen proyectos de captación y almacenamiento de CO₂, y el precio de estas tecnologías sean competitivos, el carbón podría recuperar un papel importante en la generación de electricidad en los próximos años.
11. En los próximos cuatro a cinco años, el sector se verá influido por un estancamiento de la demanda como consecuencia de la crisis. Esto supone la paralización de nuevo parque de generación. Así pues, es de esperar que en este horizonte, la estructura de potencia instalada y de producción no se vea alterada significativamente, ya que hay un exceso de potencia térmica que a día de hoy permanece ociosa durante intervalos de tiempo bastante largos.
 12. A un plazo de entre cinco y diez años, es de esperar que se siga incrementando la potencia eólica. No obstante, de acuerdo con los datos obtenidos hay que mantener cierto equilibrio entre las energías renovables y las tecnologías clásicas a fin de que éstas no permanezcan ociosas y puedan amortizar sus instalaciones adecuadamente. También debería aumentarse la potencia nuclear a fin de reducir el riesgo de precios del gas natural muy altos. Algo que es muy probable que vaya a suceder. En este mismo sentido de reducir riesgos, las tecnologías limpias (gasificación, captación y almacenamiento de CO₂) de carbón jugarán un papel muy importante.
 13. Desde el punto de vista de la demanda, el desarrollo más deseable sería aquel que se encaminara hacia la reducción de la misma. El desarrollo de la minitecnología y la microtecnología nos irá permitiendo pequeños aprovechamientos residuales. El ahorro y la eficiencia deben ir quedando grabado en nuestros genes: la energía mejor gastada es aquella que nos permite lograr nuestros objetivos sin consumirla.

Anexos.

Anexo I. Energía Hidroeléctrica Producible (GWh). Período 1920-2000.

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
1920	4.853	3.222	3.880	4.014	2.714	2.280	1.074	486	632	2.219	2.150	2.554	28.242
1921	3.169	2.815	1.460	1.225	2.402	2.867	794	431	618	1.037	855	1.327	17.310
1922	3.048	4.365	3.266	4.525	2.807	2.374	957	461	611	2.205	3.376	2.222	28.242
1923	3.369	4.609	4.073	3.436	2.994	1.716	1.319	473	730	1.095	2.705	3.616	28.242
1924	4.252	5.384	5.763	4.865	3.618	2.139	875	504	870	1.372	2.404	3.616	33.708
1925	3.088	3.386	2.651	3.130	3.057	3.267	1.669	613	674	1.854	3.676	5.606	30.672
1926	5.254	7.097	3.189	3.504	3.587	2.820	1.447	613	870	2.073	6.450	4.213	37.656
1927	3.851	4.161	4.995	3.470	3.213	2.209	1.622	1.002	1.278	1.562	2.728	5.340	33.708
1928	5.134	3.997	4.918	4.831	4.803	3.972	1.599	783	934	2.307	2.335	2.090	35.834
1929	2.647	4.650	3.650	2.109	2.963	2.350	1.179	565	793	2.219	3.838	5.340	30.064
1930	5.375	6.037	4.956	4.355	4.523	4.348	2.241	947	913	2.570	2.243	3.549	39.782
1931	4.893	3.508	5.456	3.368	3.524	2.444	1.330	728	878	2.248	4.323	2.720	33.405
1932	2.487	1.591	2.574	2.211	3.119	2.656	1.599	662	927	2.584	2.335	6.734	27.939
1933	4.974	4.568	5.033	2.858	2.869	1.833	992	595	856	2.029	2.474	2.620	29.457
1934	3.770	2.611	3.880	5.035	4.616	2.562	1.085	734	779	1.080	1.341	5.440	31.886
1935	3.169	3.182	4.572	2.483	3.400	3.008	1.342	874	948	1.226	2.335	5.141	30.368
1936	8.985	7.709	5.648	5.001	4.741	4.183	2.637	1.299	1.116	2.657	2.774	2.554	46.159
1937	6.217	7.995	5.686	4.695	3.680	2.820	1.494	546	744	3.971	5.849	6.734	46.463
1938	6.137	3.549	2.651	1.701	2.277	2.115	1.354	686	1.165	1.767	2.127	4.412	27.635
1939	7.541	4.772	2.958	4.661	2.059	2.186	945	777	688	3.577	4.901	3.118	34.923
1940	7.661	7.342	4.649	2.415	2.415	2.186	1.307	668	576	2.117	3.144	2.455	34.620

1941	7.140	8.076	5.686	4.355	4.355	3.314	1.856	1.032	920	1.139	1.410	1.426	39.175
1942	4.292	2.570	3.919	3.334	3.334	2.350	1.074	649	948	1.825	2.774	3.748	29.761
1943	6.618	4.732	3.842	3.028	3.028	1.457	957	601	1.123	2.613	2.890	3.217	31.279
1944	2.166	1.468	1.729	2.722	2.722	940	572	376	625	1.212	1.572	3.085	17.006
1945	2.968	3.426	1.844	1.531	1.216	916	455	334	344	467	1.919	4.843	18.828
1946	3.008	2.366	2.728	4.763	6.675	3.196	1.120	534	702	1.051	1.642	3.417	30.368
1947	3.289	7.220	7.453	4.423	3.961	2.397	1.039	577	737	1.066	925	2.189	34.012
1948	6.979	5.262	2.228	1.905	3.181	1.951	759	516	576	657	786	1.791	24.598
1949	2.447	1.224	1.076	953	967	799	362	249	590	964	1.642	1.924	12.147
1950	1.324	2.774	2.228	1.259	2.152	1.927	642	401	379	818	1.526	2.388	17.006
1951	3.851	6.282	6.839	3.572	3.774	2.773	840	437	512	788	6.081	2.654	36.745
1952	3.169	2.978	3.381	4.423	3.899	2.327	1.260	558	702	1.445	2.335	5.009	30.368
1953	3.730	3.386	2.420	3.334	2.370	1.669	945	316	512	1.168	1.433	3.881	23.687
1954	1.965	3.467	4.380	2.381	2.495	1.880	735	437	534	993	1.572	2.222	22.169
1955	5.816	6.445	4.111	2.449	1.996	2.021	852	516	562	818	3.237	5.009	31.886
1956	6.698	3.345	5.801	5.715	4.024	2.562	1.377	917	1.116	1.343	1.156	1.061	34.620
1957	1.203	3.345	2.382	1.395	1.965	1.927	747	261	372	686	971	995	15.791
1958	2.768	4.201	4.188	3.844	2.714	1.927	1.295	467	639	1.299	971	5.539	28.850
1959	5.174	2.407	3.611	3.538	3.556	2.350	1.155	619	1.369	2.292	4.231	9.188	37.656
1960	6.698	7.220	5.763	3.708	3.213	2.421	1.155	753	878	5.782	6.982	5.672	47.070
1961	5.936	4.609	2.843	2.517	2.589	2.538	1.307	759	800	2.818	5.711	6.501	36.442
1962	7.260	3.304	5.609	4.525	3.025	2.092	1.144	558	695	1.270	1.595	2.455	32.494
1963	7.501	4.976	6.032	5.103	3.244	2.797	1.540	1.208	1.320	1.110	6.543	6.833	46.463
1964	3.249	4.772	6.186	3.844	2.714	2.656	1.202	601	688	1.767	1.110	1.426	29.761
1965	3.369	3.222	5.187	2.620	1.560	940	490	225	590	2.803	4.994	5.971	30.064

1966	7.541	7.913	4.303	4.695	3.119	3.078	1.354	674	611	3.168	4.786	3.483	42.515
1967	2.968	3.467	3.842	2.245	3.306	1.904	1.179	613	541	818	2.520	2.388	25.205
1968	2.567	4.365	3.112	4.150	3.961	2.068	1.027	668	1.243	1.197	2.821	4.047	30.368
1969	5.575	5.017	6.916	4.184	4.803	3.408	1.727	771	1.509	1.475	1.988	2.654	39.175
1970	10.028	4.813	2.882	2.177	3.275	2.350	1.050	595	491	788	1.202	1.393	29.761
1971	3.209	2.488	2.267	4.661	6.269	4.794	2.871	1.469	1.116	1.270	1.110	1.725	33.405
1972	2.567	6.934	4.956	4.014	3.493	2.867	1.517	807	1.271	3.008	3.560	4.246	37.960
1973	4.332	3.345	2.728	2.177	4.834	2.632	1.225	637	674	1.664	1.364	1.692	26.724
1974	5.094	4.732	3.842	3.130	2.776	2.303	1.552	631	856	1.124	2.289	1.493	29.153
1975	2.567	2.611	3.227	2.722	2.433	2.162	980	540	758	1.504	1.780	2.057	22.776
1976	1.163	2.243	1.921	2.041	1.622	870	584	304	569	2.292	3.815	5.042	21.258
1977	6.217	7.465	4.111	2.483	2.339	3.220	1.879	1.299	842	2.219	1.341	5.506	37.353
1978	4.171	7.628	6.032	3.572	4.554	2.867	1.634	826	660	788	763	6.269	38.871
1979	8.303	8.280	5.456	5.477	3.587	3.102	1.786	838	828	2.949	3.468	3.085	45.856
1980	4.171	3.345	3.112	3.028	3.337	2.350	1.144	619	597	1.168	1.618	2.256	26.420
1981	1.965	1.346	2.305	2.483	2.620	1.786	875	455	512	1.825	740	4.810	20.954
1982	5.375	2.407	2.382	1.429	1.216	1.645	654	473	421	1.723	3.769	5.009	24.902
1983	2.246	2.080	2.152	3.368	5.053	2.327	1.365	904	639	555	1.572	3.549	25.509
1984	3.570	3.018	2.805	4.014	3.961	3.807	1.645	819	597	2.102	5.479	5.042	35.834
1985	5.014	6.771	4.303	4.321	2.838	2.538	1.225	546	414	526	971	1.957	30.975
1986	3.490	4.609	4.188	2.722	2.994	1.410	619	243	870	993	1.318	1.758	24.902
1987	2.727	3.957	2.728	3.708	1.840	1.081	992	358	534	3.825	2.751	6.833	29.761
1988	6.578	5.996	2.613	3.810	4.367	3.314	3.093	880	709	1.168	1.202	1.128	34.620
1989	785	815	1.841	2.633	1.980	1.452	411	286	415	562	2.337	7.694	21.209
1990	3.690	3.516	1.408	1.855	1.662	1.230	466	317	492	1.363	2.044	1.945	19.987

1991	3.145	2.136	6.021	3.151	2.387	1.601	689	337	499	1.122	2.195	1.441	24.725
1992	1.084	762	782	2.916	1.670	1.936	1.000	550	914	2.212	2.191	3.204	19.220
1993	1.437	855	1.247	1.512	3.057	2.312	732	468	885	4.231	2.896	2.494	22.126
1994	4.964	2.895	2.786	1.585	3.625	1.672	621	361	580	1.319	2.291	1.514	24.212
1995	3.540	3.202	2.868	1.071	1.489	1.126	614	336	616	604	1.677	4.651	21.792
1996	9.407	5.199	3.493	3.743	3.929	2.020	934	649	688	906	2.222	6.244	39.434
1997	7.327	3.279	1.971	1.518	2.037	2.510	1.171	815	668	992	5.859	7.580	35.726
1998	5.120	3.727	1.917	4.263	3.983	2.691	702	522	894	1.390	875	1.078	27.161
1999	1.771	1.163	2.038	1.644	2.831	1.325	408	302	967	2.666	2.112	2.676	19.901
2000	1.738	1.086	978	4.342	4.222	1.497	447	248					14.558

Fuente: http://www.ree.es/sistema_electrico/potencia_instalada.asp

Energía Producible Hidroeléctrica (GWh) Periodo 1920 - 2000

P.M.: producible medio

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Mínimo	785	762	782	953	967	799	362	225	344	467	740	995	12.147
Máximo	10.028	8.280	7.453	5.715	6.675	4.794	3.093	1.469	1.509	5.782	6.982	9.188	47.070
P. M. 1989	4.011	4.079	3.842	3.402	3.119	2.350	1.167	607	702	1.460	2.312	3.317	30.368
P. M. 2000	3.957	4.095	3.630	3.219	2.959	2.236	1.025	514	639	1.430	2.231	3.206	29.141

Anexo II. Medidas de ahorro

Sector industrial.

La industria en España se presenta como un sector con un consumo energético considerable.

Hornos.

El uso de hornos o estufas eléctricas no parecen, en general, los más adecuados en el sentido de que utilizan una forma de energía, la electricidad, que es pura exergía para transformarla en energía térmica. En cualquier caso, si se utilizan se debe prestar atención a:

- Aislamiento exterior del horno.
- Control de la temperatura en el interior a los requerimientos del proceso.
- Que la transmisión de energía térmica desde la parte eléctrica (ya sea por inducción, arco, ...) sea efectiva.

Fuerza, motores

- Sustitución de motores, ventiladores y bombas de capacidad sobrada, por equipos de capacidad más adecuada a la carga de operación. Esto permite modular la producción y trabajar con rendimientos más elevados.
- Reemplazo de equipos de baja eficiencia por otros de alta eficiencia y con tecnología más avanzada.
- Sustitución de elementos de transmisión (bandas, cadenas, ...) por otros de mayor eficiencia y con menor consumo de energía
- Mejora del factor de potencia en motores.
- Utilización de motores síncronos en lugar de motores de inducción.
- Evitar el arranque y la operación simultánea de los equipos.
- Utilización de arrancadores a tensión reducida.
- En los sistemas de distribución, procurar la disminución de pérdidas en conductores, contactos y terminales, a través de la instalación de bancos de capacitores y a programas de limpieza y mantenimiento.
- Instalación de filtros o reactancias acondicionadores de línea, que adecúen otras frecuencias que circulan por el sistema, adicionales a la fundamental.

- Implantación de un sistema automático o manual de control de demanda para su disminución en horas pico, así como para evitar el arranque simultáneo de los equipos.
- Análisis de las cargas que serán factibles a controlar (tiempo que estarán fuera y en qué secuencia).
- Generación de electricidad en horario punta.
- Implantación de sistemas de monitoreo en tiempo real de parámetros energéticos, con la posibilidad de conectarse en red a un ordenador, para el análisis y el control de los mismos. “Lo que no se mide no se puede controlar”.

Iluminación

- Sustitución de los sistemas de iluminación por equipos eficientes como: balastos electrónicos, lámparas de menor potencia y acordes a las necesidades de operación, reflectores ópticos, etc.
- Aplicación de sistemas de control por medio de sensores de movimiento, de ocupación, por temperatura, nivel de iluminación, reloj atmosférico, etc.
- Maximización del uso de la luz diurna.

Acondicionamiento de aire.

- Sustitución de enfriadores y compresores antiguos por equipos de mayor eficiencia, dependiendo de la aplicación por el que dé menos kW por tonelada de refrigeración.
- Implementación de sistemas automáticos de control para el aire acondicionado.
- Ajuste de las temperaturas del aire y aire para la obtención del ahorro sin sacrificar el confort.
- Sustitución de sistemas de aire acondicionado convencionales por sistema de volumen de aire variable.

Implantación de sistemas de gestión energética.

Un sistema de gestión energética en una industria se desarrolla de manera semejante a los sistemas ya conocidos de calidad y de gestión medioambiental. El principal objetivo de este tipo de sistemas es la adecuada gestión de los recursos energéticos, que como principal beneficio presenta la disminución de la factura energética y el aumento de la competitividad de la empresa.

La implantación de un sistema de gestión energética requiere el establecimiento de:

- Una política energética de la empresa, claramente definida.
- Una estructura organizativa que asigne responsabilidades.

- Objetivos energéticos y un plan de actuación y medidas a implantar.
- Un programa de medida de consumo y de seguimiento y evaluación de las mejoras implantadas.
- Mecanismos de comunicación dentro de la empresa.
- Actuaciones de concienciación y sensibilización del personal.

Una buena forma de tomar conciencia de la importancia de un programa de gestión de la energía es hacer un balance previo del consumo de energía de la empresa y de los costes que el uso de la misma conlleva.

Auditorías energéticas.

La auditoría energética se presenta como un instrumento de la gestión energética cuyo objetivo es la identificación de aquellas partes de la empresa donde se produce una utilización ineficiente de la energía, a través de un análisis de costes y usos de la misma. En esencia, consiste en un estudio del consumo energético de la empresa y los costes asociados, con el fin de identificar puntos potenciales de ahorro y mejora de la eficiencia a incorporar dentro del programa de gestión energética.

La auditoría se realiza en dos pasos: la recogida de información sobre el estado energético de la empresa y el análisis de la misma.

Estudios, análisis y auditorías.

- Estudios y análisis periódicos que determinen:
 - La calidad de energía y el entorno electromagnético de sus equipos.
 - El costo de la mala calidad de energía.
 - El listado de equipos a proteger.
 - Especificaciones de las soluciones propuestas.
- Análisis de problemas:
 - Asociados a Puestas a Tierra.
 - Asociados a Variaciones de Tensión.
 - Asociados a Eventos Transitorios.
 - Asociados a Ruido de Alta Frecuencia, Descargas Electroestáticas e Interferencia Electromagnética.
 - Asociados a Armónicos.

Hay que tener en cuenta que una mala calidad de la energía supone pérdidas de producción, costos de mantenimientos, en reparaciones, lapsos de tiempo en restablecimiento

de la energía, daños al equipo, kWh desperdiciados y, en definitiva, un coste económico considerable.

Sector transporte.

Aunque el consumo energético en el transporte es principalmente en derivados del petróleo, es interesante contemplar algunos aspectos a tener en cuenta de cara al futuro, alguno relacionado con la electricidad.

Como se ha dicho, energéticamente hablando, el transporte se alimenta básicamente de los derivados del petróleo. Si tenemos en cuenta que cuando hablamos de petróleo hablamos de energía, que de forma directa, indexada o indirecta el precio del petróleo marca el precio del resto de fuentes de energía, que la crisis del petróleo es la crisis de la energía y que el petróleo parece ser la fuente de energía que desaparecerá en primer lugar, no nos cabe duda de que el sector del transporte será el que sufra los cambios estructurales más importantes a largo plazo.

La movilidad de las personas es un derecho cuyo ejercicio se incrementa como consecuencia del aumento del nivel de vida, el continuo crecimiento de las ciudades y el alejamiento de viviendas de los centros de trabajo. El transporte por carretera resulta no sólo un factor de alto consumo energético, sino también de alta tasa de crecimiento, siendo, por tanto, potencialmente mejorable desde el punto de vista del ahorro y eficiencia energética. El reto de disminuir el consumo de energía en esta área se asume desde la mejora tecnológica (motores más eficientes y nuevos combustibles menos contaminantes), la optimización de recorridos y la potenciación del transporte público.

- **Movilidad sostenible.** Existe un abuso del transporte privado. En las ciudades se emplea el coche en muchos casos (un 10% aproximadamente) para trayectos que podrían realizarse a pie o en bicicleta. Igualmente, es muy común una tasa media de ocupación de los vehículos. Es por eso que algunos cambios a efectuar son la potenciación de:
 - Desplazamiento a pie.
 - Transporte sobre dos ruedas, preferiblemente en bicicleta.
 - Transporte público: autobuses, tranvía, metro o tren.
- **Eficiencia y ahorro en el transporte rodado.** La eficiencia energética hasta ahora en este segmento del transporte se ha centrado en la introducción de nuevas tecnologías de

motores y combustibles. Sin embargo, los avances en este terreno se ven eclipsados por el continuo crecimiento del parque automovilístico y de su uso indiscriminado. Dentro de los motores se están desarrollando motores que queman GLP, GN comprimido, vehículos eléctricos, híbridos y movidos por hidrógeno.

- El gas natural comprimido se utiliza como sustituto de gasolinas en motores de combustión interna. La principal ventaja es la menor contaminación ambiental y menor costo del gas natural. Hasta hoy es la mejor alternativa para el transporte público, aunque resulta más ineficiente que el gasoil.
- **Vehículos eléctricos.** La idea de “coche eléctrico” tiene más de cien años de antigüedad. Algunos estudios defienden que el primer coche eléctrico funcional se construyó en 1894, fruto del trabajo de Henry Morris y Pedro Salom. Su peso superaba las dos toneladas (sólo las baterías pesaban más de 700 kg). A principios del siglo XX vehículos producidos en Estados Unidos tuvieron un relativo éxito comercial. A finales de 1930, la industria del automóvil eléctrico desapareció por completo, quedando relegada a algunas aplicaciones industriales muy concretas. Una nueva generación de vehículos eléctricos empezaron a desarrollarse en la década de los noventa. Actualmente existen diversos prototipos que están siendo introducidos en el mercado automovilístico. No obstante, esta tecnología se presenta como una alternativa económica cara frente a los vehículos de combustión tradicionales. Las dificultades básicas estriban en el desarrollo de baterías de alta capacidad y alta eficacia; la disposición de puntos de recarga. Mientras no exista una infraestructura amplia y suficiente, será difícil que este tipo de tecnología tenga mucha demanda comercial. Otra dificultad estriba en la autonomía de estos vehículos: muy escaso de poco más de cien kilómetros, frente a tiempos de recarga elevados, a pesar de los esfuerzos por fabricar baterías de alta capacidad de recarga. Esto limita el uso de los vehículos a recorridos cortos, fundamentalmente ciudadanos. Los vehículos propulsados por motor eléctrico se pueden clasificar en las siguientes familias:
 - Vehículo híbrido “ligero”. Modelos en el cual el motor deja de funcionar cuando el vehículo se detiene y provee energía adicional cuando se acelera. La reducción del consumo de gasolina es aproximadamente del 10%.

- *Vehículos híbridos (HEV)*. Esta tecnología pretende combinar en un solo vehículo el motor térmico clásico con un motor eléctrico alimentado con batería. Aprovecha el propio motor térmico para recargar la batería. La batería no tiene como misión la de almacenar una gran cantidad de energía, sino que está, en todo momento, interviniendo en ciclos de carga y descarga. La reducción del consumo de gasolina está entre el 25% y el 40%. La batería se puede recargar mediante el motor de gasolina y el frenado regenerativo. Se diferencian de los anteriores en que tienen la capacidad de activar el funcionamiento eléctrico de forma voluntaria.
- *Vehículo híbrido enchufable (PHEV)*. Luego está el híbrido recargable, donde las dos fuentes no interactúan. La batería se recargaría externamente en “electrolineras”. Los dos motores impulsan el vehículo en una configuración paralela. Normalmente, el motor de combustión es más pequeño que el que llevan los coches convencionales e incluso los otros híbridos.
- *Vehículo eléctrico de batería (BEV)*. Estos vehículos están propulsados únicamente por un motor eléctrico. La fuente de energía proviene de la electricidad almacenada en la batería que se debe cargar a través de la red. Necesitan una batería mayor que los tipos anteriores.
- *Vehículo eléctrico de autonomía extendida (EREV)*. Tienen las mismas características que los vehículo eléctricos de batería, pero llevan además un motor térmico que funciona como un generador. Utiliza en motor de combustión interna para alimentar un generador eléctrico que carga la batería del sistema en un proceso lineal, en caso de que sea necesario.
- ***Pilas de hidrógeno***. En este caso el motor de accionamiento es un motor eléctrico, pero en lugar de estar alimentado por una batería recargable lo está por una pila electrolítica donde se produciría la combustión del hidrógeno. La ventaja, de estos motores es que las emisiones in situ son nulas, ya que lo que emitiría es vapor de agua. Sin embargo, todavía tiene grandes problemas de desarrollo. Los costes son elevados, la durabilidad es mejorable, la relación potencia/volumen es baja, el riesgo de manipulación del hidrógeno es elevado, faltaría toda una infraestructura

para suministro y almacenamiento del hidrógeno y, por último, el hidrógeno no es una fuente de energía y, por tanto, hay que fabricarlo.

- **Infraestructura de recarga.** Como cualquier otro sistema de transporte, el vehículo eléctrico requiere de la existencia de una infraestructura que le permita tener acceso a la fuente de energía que alimenta el motor. Uno de los principales retos del vehículo eléctrico es crear una infraestructura de recarga fiable, accesible y cómoda para el ciudadano. Una posible opción para catalogar los puntos de recarga, en función de su ubicación y uso, es:
 - Públicos:
 - Vías públicas.
 - Garajes privados.
 - Estaciones de servicios de recarga.
 - Privados.
 - Garajes de particulares.
 - Garajes para flotas.

En la actualidad la recarga puede realizarse de varios modos, desde los lentos, idóneos para recargar en casa, hasta los más rápidos, capaces de completar la carga en diez minutos.

- **Carga lenta:** Es la más estandarizada y todos los fabricantes de vehículos eléctricos la aceptan. Se suele realizar con corriente alterna monofásica a una tensión de 230 voltios (V) y una intensidad de hasta 16 amperios (A). El tiempo necesario para una recarga completa de la batería ronda entre las 6 y 8 horas. Es apto para garajes privados, ya que es la misma tensión y corriente que la doméstica.
- **Carga semirrápida.** Sólo la aceptan algunos vehículos. La carga se realiza con corriente alterna trifásica, con una tensión de 400 V y una intensidad de hasta 64 A. En este caso, el tiempo de recarga se reduce a 3 ó 4 horas.
- **Carga rápida.** Concebida a más largo plazo por sus mayores complicaciones. Algunos fabricantes ya la admiten. Consiste en alimentar al vehículo con corriente continua a 400 V y hasta 400 A. El tiempo de recarga se reduce a unos 15 – 30 minutos.
- **Desarrollo de la figura del gestor de cargas.** Los gestores de carga del sistema (RD 647/2011) son aquellas sociedades mercantiles que siendo consumidores, están habilitados para la reventa de energía eléctrica para servicios de recarga energética para vehículos

eléctricos. Al igual que los consumidores en el sistema eléctrico, los gestores de cargas tienen dos posibilidades:

- Adquirir la energía en el mercado de producción, pagar los peajes correspondientes y finalmente revender la misma.
- Establecer un contrato con una empresa comercializadora que les suministre la energía que posteriormente revenderán.

Para comenzar a operar como gestor de cargas del sistema no será necesaria autorización, pero sí se deberá efectuar una comunicación de inicio a la autoridad competente.

El Real Decreto establece los derechos y obligaciones de estos gestores y los requisitos de capacidad legal, técnica y económica que deben cumplir los mismos. Estos derechos, obligaciones y requisitos son análogos a los establecidos para las figuras del comercializador y el consumidor del sistema eléctrico.

Además, para fomentar la recarga en las horas nocturnas, se establece una tarifa supervalle especial, un sistema de discriminación horaria dividido en tres franjas con diferentes precios en la tarifa de acceso: 10 horas de facturación normal, ocho horas reducida y seis con el precio mínimo, de esta forma se puede aprovechar mejor la energía eólica generada por la noche.

Se crea el peaje de acceso 2.1 DHS de aplicación a los suministros efectuados a tensiones no superiores a 1 kV y con potencia contratada mayor de 10 kW y menor o igual a 15 kW que diferencia tres períodos tarifarios. En todas las zonas del sistema peninsular y en los sistemas insulares y extra-peninsulares, se considerarán como horas del período tarifario 1, 2 y 3 (super valle) las siguientes:

Períodos horarios

Invierno y verano		
P1	P2	P3
13 – 23	0 – 1 7 - 13 23 – 24	1 – 7
10 horas	8 horas	6 horas

Respecto a la creación de una infraestructura de “electrolineras”, las compañías eléctricas están sumamente interesadas en la expansión de estos motores. A tal fin, cooperan con los fabricantes de coches y subvencionan la colocación de puntos de recarga,

tanto a los ayuntamientos como en los hogares. No en balde, está en juego un incremento de su negocio nada despreciable. Caso de que triunfaran estas tecnologías, ya sean los coches eléctricos, los híbridos o los de hidrógeno, se producirían nuevos problemas de generación eléctrica para abastecer estos consumos y habría que estudiar cómo debería ser la nueva estructura de generación.

Se empiezan a concretar importantes asuntos en relación al coche eléctrico. Era necesario que el Ministerio de Industria regulase la actividad de “gestor de cargas de coche eléctrico”, y ya está listo el Real Decreto por el que se regula esta actividad, y se levanta el veto a la reventa de electricidad que hasta estos momentos existía en España.

De esta forma, se elimina una de las principales barreras para el desarrollo del coche eléctrico, que consistía en que solo se podían recargar en enchufes particulares, o en postes de recarga de organismos públicos o empresas, que no pueden cobrar por la electricidad. Con esta norma se crea el gestor de recarga, que es un nuevo agente del sistema que, siendo consumidor, está habilitado para poder revender energía eléctrica y que actuará entre el distribuidor eléctrico y el cliente. Esta actividad la podrá desarrollar, entre otros, las comercializadoras en el mercado libre de las compañías eléctricas y cualquiera que logre una autorización administrativa para montar postes de recarga.

Tras el debate entre el Gobierno y las empresas de los distintos sectores interesados (energéticas, constructoras, concesionarias), el modelo que se implantará no será el de la concesión o el monopolio, tal como pedían eléctricas y constructoras. De hecho, la norma está pensada para facilitar que las comunidades de vecinos se puedan convertir en gestores de recarga. La propia CNE plantea en su informe que se incluyan en el Código Técnico de la Edificación algunas obligaciones en relación con la infraestructura de recarga, para facilitar este tipo de inversión en el ámbito residencial.

En su informe correspondiente, la CNE pide que estas tarifas no sean de aplicación a la de último recurso (TUR) y reclama que se precise de forma expresa que la reventa de energía se limite exclusivamente a la recarga de las baterías del coche eléctrico. Esto es, que no se permita la venta al mercado de la energía previamente comprada algo que, en su opinión, no queda claro.

Respecto del hidrógeno, no es una fuente, no existe en la naturaleza como tal. Hay mucho, pero el que tenemos está combinado con el oxígeno, formando agua, o con el carbono, formando hidrocarburos. Se habla mucho de este vector energético, pero lo cierto

es que para su uso hay que valorar su obtención. Si se opta por los hidrocarburos como fuente, no resolvemos el problema energético, puesto que nuestras fuentes de hidrocarburos son limitadas, además estamos limitando el poder energético de los hidrocarburos, ya que desechamos el carbono para evitar emisiones. Si aprovechamos el carbono, el rendimiento de obtención de energía será menor.

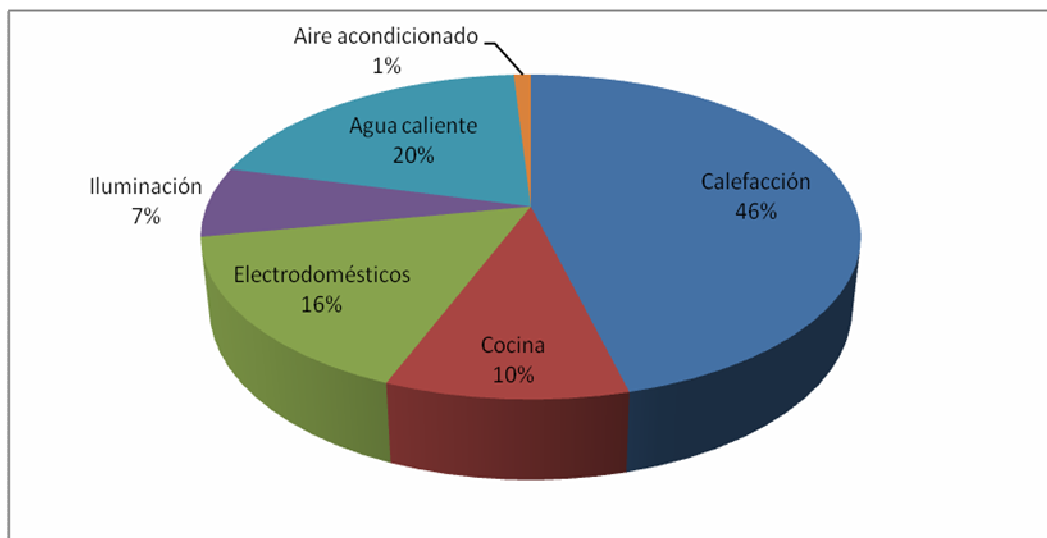
Si se opta por el agua como fuente, tendremos otro problema como es el doble rendimiento de conversión: rendimiento energético para separar el hidrógeno del agua y rendimiento de la pila de combustible.

Sector residencial y terciario.

A diferencia del sector industrial, donde el tipo de industria y de proceso productivo suelen caracterizar de forma específica el consumo energético, el sector doméstico y el sector terciario presentan puntos comunes en lo que se refiere a la forma de consumo, basado en la climatización, producción de agua caliente, consumo de electrodomésticos e iluminación.

En un hogar, la estructura de consumo es la que se da en la Gráfica A-II-1. En ella se ve que el mayor porcentaje de consumo se lo lleva la calefacción (46 %), seguida del agua caliente sanitaria (20 %).

Gráfica A-II.1. Estructura de consumo en un hogar medio español.



Climatización.

Aquí se contempla tanto los sistemas de calefacción como de refrigeración. Tanto en uno como en otro lo que se intenta es producir un ambiente confortable para el usuario aislado térmicamente del exterior. En este sentido, ante cualquier sistema, tanto de calefacción o

acondicionamiento de aire, ya sea eléctrico como con combustibles, las primeras medidas de ahorro y eficiencia deben producirse durante el diseño del edificio teniendo en cuenta parámetros como:

- Orientación del edificio.
- Disposición de ventanas y sus correspondientes protecciones.
- Colocación de muros térmicos de inercia (muros trombe).
- Aislamiento de la epidermis del edificio.

Todo ello encaminado a aumentar las posibles ganancias solares, tanto térmicas como lumínicas, y reducir las pérdidas al exterior a través de muros exteriores y ventanas.

Una vez construido el edificio ya entra en juego una buena selección del sistema térmico así como su control. Con carácter general se aconseja:

- Evitar el efecto joule de la electricidad como fuente de los sistemas de calefacción. Siempre es mejor recurrir a dispositivos que utilicen combustibles disponibles como GN, GLP, GO, ... Otra posibilidad puede ser el uso de la electricidad como bomba de calor, tanto para calefacción como para climatización.
- Los sistemas centralizados siempre tienen mejor rendimiento que los sistemas individuales.
- Correcto mantenimiento de los aislamientos de tuberías y equipos.
- Concienciación de la utilización del control de temperatura. Sin perder la confortabilidad, un grado menos en la señal del termostato puede suponer de un 5 a un 15% de ahorro según las condiciones exteriores.
- Uso de energías renovables como energía solar o geotérmica pueden resultar muy beneficiosas para disminuir la factura de combustibles fósiles.
- Sistemas de ventilación controlados. Esto es más difícil de implantar en el sector doméstico; no así en el sector comercial y terciario. Con sistemas centralizados y controlados se puede vigilar y controlar mejor las entradas de aire frío, así como su calidad. Por otro lado, también es posible la recuperación del calor del aire viciado que es expulsado al exterior.
- Control de apertura y cierre de puertas y ventanas. Sistemas de doble puerta o de puerta giratoria que mantienen aislado permanentemente el interior del exterior.

Producción de Agua Caliente Sanitaria.

El ACS, al igual que las instalaciones de calefacción, necesita de un combustible para generar la energía térmica suficiente para calentar el agua. Por tanto, las características de los combustibles utilizados son idénticas que las consideradas para la calefacción. En este sentido cae decir:

- Se desaconseja el uso de la electricidad para esta aplicación.
- Al igual que en los sistemas de calefacción, los sistemas centralizados ofrecen mejor rendimiento.
- El empleo de sistemas de energía solar térmica de baja temperatura resultan sumamente eficaces en este tipo de aplicaciones, permitiendo ahorros considerables a lo largo del año. De hecho el Código Técnico de la Edificación ya recoge en su normativa que los edificios de nueva construcción deben contar con estos sistemas, de tal modo que cubran un mínimo de la demanda energética anual para esta aplicación. Cobertura que debe llegar a un 70 % en muchas zonas de la geografía nacional, si bien se pueden lograr grados de cobertura superiores.
- Mantenimiento correcto de aislamientos de tuberías y equipos.

Iluminación.

Antes de determinar qué tipo de iluminación es la más indicada, es necesario definir una serie de parámetros y características básicas de los elementos de iluminación o lámparas que determinarán sus posibles aplicaciones. Estos parámetros pueden clasificarse en dos grupos, según atiendan a las características técnicas de funcionamiento o estén relacionadas con el grado de calidad y confort en la iluminación. Dentro de las propiedades técnicas hay que señalar:

- Potencia de la lámpara, (W).
- Flujo luminoso, (lm).
- Iluminancia o nivel de iluminación, ($\text{lux} = \text{lm}/\text{m}^2$).
- Eficacia luminosa, (lm/W).
- Vida media y vida útil.
- Índice de rendimiento de color.
- Temperatura del color.

Dependiendo de la naturaleza y utilización del local se precisarán determinados valores de los parámetros anteriores. En función de dichos parámetros se elegirá el sistema de iluminación más adecuado.

En la Tabla A-II-1 se reflejan distintos tipos de lámparas de descarga. Las lámparas de descarga requieren, en general, elementos auxiliares para su arranque y encendido, pues la distancia entre los electrodos suele ser muy grande para que la tensión corriente produzca la primera descarga de electrones. Estos elementos, a su vez, presentan un pequeño consumo de potencia que hay que considerar a la hora de calcular la energía consumida por la lámpara. Un equipo auxiliar común suele estar formado por una reactancia (también llamado balastro), un cebador y un condensador, aunque no siempre se requieren estos elementos.

Los balastos se utilizan en lámparas fluorescentes, incandescentes y luces de emergencia y pueden ser electrónicos o electromagnéticos. En general, los equipos electrónicos son más eficientes desde el punto de vista energético, pues su consumo es despreciable, presentando otras ventajas adicionales, como un menor calentamiento y un encendido más rápido. Sin embargo, resultan más caros.

Tabla A-II-1. Tipos de lámparas de descarga.

Tipos de lámparas de descarga		Gas de relleno	Tipo de radiación	
Fluorescentes	Convencionales			
	Compacta	Integradas (el equipo de relleno se integra en la propia lámpara)	Gas inerte y vapor de mercurio	No visible
Miniaturizadas (equipo de arranque no incorporado)				
Vapor de mercurio		Luz de mezcla (no requiere equipo de arranque, actualmente en desuso)	Gas inerte y vapor de mercurio	Visible
		Color corregido		
		Halogenuros metálicos	Gas inerte, vapor de mercurio y elementos metálicos (cloruros y yoduros)	
Vapor de sodio		Alta presión (mayor presión dentro del tubo)	Gas inerte y vapor de sodio	
		Baja presión (menor presión dentro del tubo)		

Los arrancadores se suelen utilizar en lámparas de vapor de sodio o de halógenos metálicos, pues necesitan una tensión muy alta en el encendido. Los condensadores son elementos que corrigen el factor de potencia de la corriente.

Las lámparas de inducción magnética son lámparas de descarga que funcionan sin electrodos. En ellas, el tubo de descarga contiene el gas de relleno y una bobina electromagnética de alta frecuencia, que al paso de la corriente eléctrica crea un campo electromagnético, el cual excita los electrones del gas de relleno. Se caracterizan por una alta vida útil (hasta 10.000 h), baja pérdida de flujo luminoso y alto coste. Se emplean en áreas que deben ser iluminadas de forma continua, como zonas comunes en áreas residenciales exteriores e interiores, mejorando los costes de mantenimiento.

Además de los equipos de arranque, la lámpara va acompañada de las luminarias, que son todos aquellos elementos que sostienen la lámpara, los cuales influyen en la distribución de la luz (pantallas reflectoras, regletas, lamas, rejillas, etc., que modifican la forma en que se controla y distribuye la luz). A menudo ocurre que la eficiencia energética se consigue mediante la utilización de estos elementos, que permiten proyectar una mayor cantidad de luz en una dirección determinada, reduciendo el número de lámparas a utilizar para un mismo uso.

Aparte de las lámparas y las luminarias, otros factores a tener en cuenta en el ahorro energético en iluminación pueden ser:

- Dispositivos de control de presencia en locales, que eviten que las lámparas permanezcan encendidas cuando no hay nadie en la sala.
- Diseño adecuado de los locales y ventanales que faciliten la iluminación natural del Sol, sin que se produzcan deslumbramientos.
- Regulación de la intensidad de iluminación, que compense la iluminación natural. En este sentido, escapar de la regulación mediante reóstato y utilizar regulación electrónica.
- Dispositivos de control de movimiento en zonas de paso que vayan encendiendo y apagando la iluminación según se vaya caminando por los pasillos.
- Sistemas automáticos de gestión de iluminación globales que se pueden incorporar a un sistema centralizado de energía.

Electrodomésticos.

La Directiva 92/75/CEE, transpuesta a la legislación española por el RD 124/1994, obliga al etiquetado energético de electrodomésticos eléctricos y regula la información que

sobre los mismos se ha de suministrar a los usuarios. Posteriores desarrollos normativos determinaron las normas de aplicación del etiquetado energético de frigoríficos, congeladores, aparatos combinados, lavadoras domésticas y secadoras de tambor.

La etiqueta energética indica al consumidor información relativa al consumo y rendimiento energético del electrodoméstico, capacidad, nivel de ruido, etc. La clase energética que definida en la etiqueta mediante una letra y un color, existiendo 7 tipos diferentes de clases energéticas, que van desde la más eficiente (letra A, color verde fuerte), con un consumo inferior al 55% del consumo medio de un aparato de las mismas características, a la menos eficiente (letra G, color rojo), con un consumo igual o superior al 125% del consumo medio de un aparato de las mismas características.

El frigorífico es el electrodoméstico que mayor gasto energético presenta en el sector doméstico, no tanto por su potencia sino porque está encendido permanentemente.

La lavadora es el tercer electrodoméstico en importancia, después de la televisión y el frigorífico. En la lavadora, al igual que en el lavavajillas, la demanda de energía se produce principalmente al calentar el agua de lavado. En ambos casos, el consumo del motor sólo representa el 10%, por lo que es recomendable el lavado con las temperaturas más bajas posibles.

Actualmente existen tanto lavavajillas como lavadoras eléctricas, que calientan el agua utilizando energía eléctrica y equipos bitérmicos, que utilizan agua precalentada por una caldera de gas o gasóleo. Evidentemente, los equipos bitérmicos son más eficientes que los eléctricos (más aún si el agua se precalienta con energía solar), reducen los tiempos de lavado un 25% y ahorran energía y agua. Los hábitos de uso de estos electrodomésticos influyen también en gran parte en el ahorro energético en su utilización. En general, los equipos modernos detectan la carga automáticamente y ajustan el consumo a la misma.

Un desarrollo adicional puede ser el aprovechamiento del agua caliente sucia para precalentar el agua limpia.

La secadora es un tipo de electrodoméstico que presenta altos consumos. Existen dos clases de secadoras domésticas, las secadoras de extracción (también llamadas de evacuación directa) y las de condensación. En el primer caso, el secado se produce por la extracción de aire húmedo, que es expulsado al exterior. Este tipo de secadoras utilizan como fuente de energía la electricidad o el gas natural. En el segundo caso, y empleando electricidad exclusivamente, la secadora de condensación extrae el aire húmedo hacia un condensador,

donde el refrigerante (aire introducido del exterior por un ventilador) condensa la humedad. El agua recogida se deposita en una bandeja o depósito, o bien se vierte mediante tubería al desagüe. Este tipo de secadoras presenta mayor rendimiento.

En el sector terciario suele emplearse la secadora por condensación con agua, cuyo funcionamiento es semejante al anterior, pero utiliza agua como fluido refrigerante.

Es importante señalar las secadoras que utilizan el calor residual después de terminar el ciclo de secado para acabar de secar la ropa (secadoras de enfriamiento progresivo), con el consiguiente ahorro energético.

El uso de la cocina vitrocerámica se ha popularizado fuertemente durante los últimos años por su seguridad frente al empleo de gases combustibles y su fácil manejo y limpieza. Dentro de los dos tipos de regulación que suelen presentar, de energía o de potencia, es preferible, desde el punto de vista de la eficiencia, la regulación de energía, que se sirve de un termostato para encender o apagar la placa según se necesite o no calor. Así se disminuye la demanda de energía, pues sólo se consume cuando se requiere más calor. La vitrocerámica por inducción es la tecnología más actual que permite conseguir la producción instantánea de calor al encender la placa, mediante la generación de campos magnéticos, disminuyendo el tiempo de espera para la obtención de la temperatura requerida. El calor originado se transmite exclusivamente al recipiente y el control de la temperatura es exacto. Por eso, la cocina vitrocerámica de inducción es la de mayor ahorro energético de las cocinas eléctricas. No obstante, la cocina de fogones, alimentada con gas natural, sigue siendo la más eficiente. La cocción con gas natural permite la generación de energía en el punto de consumo, el fogón, lo que evita las pérdidas en el transporte de la misma. Las llamadas cocinas vitrogás buscan la comodidad y seguridad que presenta la cocina vitrocerámica y el ahorro y rapidez de la de gas natural. Además, permiten aprovechar el calor residual de la placa, lo que disminuye el consumo energético.

En líneas generales, los aspectos a tener en cuenta en esta clase de equipos, sobre todo en el sector terciario, debido a la mayor facilidad de su instalación frente al sector doméstico es:

- Empleo de equipos con motores y compresores de alta eficiencia, que permiten ahorros de hasta el 15%.
- Recuperación de calor de los equipos frigoríficos, cámaras de congelación, sistemas de lavado y de secado.

- Información sobre buenos hábitos de uso:
 - No introducir en frigoríficos productos calientes.
 - Colocar adecuadamente los productos en las cámaras frigoríficas. Si lo que se persigue es enfriar, se debe dejar espacio entre los alimentos para que el aire circule libremente entre ellos. Cuando se pretende congelar, los alimentos se colocarán juntos.
 - Control de la formación de capas de hielo y escarcha que reducen la transmisión de calor hacia el interior.
 - Prever la descongelación de los alimentos para su uso, colocando previamente en el frigorífico o en el ambiente, y no utilizar calor para la descongelación, sino para la cocción.
 - Control de las puertas de las cámaras frigoríficas y de congelación.
- Apagar los equipos cuando no se usen. Las funciones “stand-by” suelen ser grandes consumidores de energía, que además dejan desprotegido al aparato frente a posibles subidas de tensión.

Aspectos generales sobre el ahorro en edificios.

Aparte de las líneas generales apuntadas en los apartados anteriores relativas a equipos cabe mencionar otro tipo de acciones globales que ayuden a mejorar la gestión y contribuir al ahorro y a un consumo eficiente de la energía. Entre estos cabe mencionar:

- Instalación de sistemas automáticos de gestión energética. Estos sistemas deberán gestionar el aprovisionamiento, y el consumo en cada uno de los apartados anteriores. En principio en cuanto la mano del hombre menos manipule los aparatos, mejores rendimientos pueden lograrse. Estos sistemas pueden controlar el nivel de iluminación (sistema de gestión de iluminación mencionado), el nivel térmico, en función del grado de ocupación de cada sala. Se les puede programar en tiempo para que una sala que no está ocupada, pero lo va a estar en el futuro, acomode la temperatura para el momento adecuado. Incluso en el sector doméstico, la domótica puede hacer maravillas en este campo. Bien es cierto que son sistemas caros y de difícil uso y comprensión por el público general.
- Estudio de instalación de cogeneración y microcogeneración

- Concienciación de la población sobre lo que pueden hacer y cómo lo deben hacer.
- Instrucciones sencillas de uso de los aparatos que den normas sobre cómo lograr un ahorro energético. De poco sirve tener un sistema de calefacción altamente eficiente, con una caldera de condensación de alto rendimiento, con una buena distribución, con un sistema de control y de gestión cuasi-perfectos, si al final el usuario último coloca el termostato a 25 °C para calefacción.

Sector agrícola.

En los últimos tiempos el sector agrícola en España ha disminuido ligeramente su peso relativo en la economía nacional y su consumo de energía final. El mayor consumo se refiere a productos petrolíferos y electricidad. Las medidas de ahorro y eficiencia que se sugieren se refieren a la renovación tecnológica de la maquinaria y su correcto empleo. No cabe duda que el factor económico desempeña un papel esencial, pues esta medida requiere fuertes inversiones de dinero.

El mayor consumo de electricidad se produce en los sistemas de riego para el bombeo del agua. En la actualidad, en España predominan las superficies regadas por sistemas de aspersión.

- Los sistemas de riego localizado por goteo, sin embargo, presentan una gran ventaja desde el consumo de energía, ya que se requiere menor presión de trabajo. Pero también desde el consumo de agua, que se aprovecha mucho más.
- Asimismo, el empleo de bombas de menor consumo, variadores de velocidad y sistemas de control pueden reducir la demanda energética de este sector.

Plan de Ahorro y Eficiencia.

A continuación se exponen una serie de medidas a adoptar por la Administración en el Plan de Ahorro y Eficiencia 2010-2020.

- Industria.
 - Auditorías energéticas.
 - Mejora de la tecnología de equipos y procesos.
 - Implantación de sistemas de gestión energética.
- Transporte.
 - Planes de movilidad urbana.
 - Planes de transporte para empresas.
 - Mayor participación de los medios colectivos en el transporte por carretera.

- Mayor participación del modo ferroviario.
- Mayor participación del modo marítimo.
- Gestión de infraestructuras de transporte.
- Gestión de flotas de transporte por carretera.
- Gestión de flotas de aeronaves.
- Conducción eficiente del vehículo turismo.
- Conducción eficiente de camiones y autobuses.
- Conducción eficiente de aeronaves.
- Renovación de flotas de transporte terrestre.
- Renovación de flotas aéreas.
- Renovación de flotas marítimas.
- Renovación del parque automovilístico.
- Edificación y equipamiento.
 - Rehabilitación energética de la envolvente térmica de los edificios existentes.
 - Mejora de la eficiencia energética de las instalaciones térmicas de los edificios existentes.
 - Mejora de la eficiencia de las instalaciones de iluminación interior en los edificios existentes.
 - Construcción de nuevos edificios y rehabilitación de existentes con alta calificación energética.
 - Mejora de la eficiencia energética de las instalaciones de frío comercial.
 - Construcción o rehabilitación de edificios de consumo de energía casi nulo.
 - Mejora de la eficiencia energética del parque de electrodomésticos.
- Servicios públicos.
 - Renovación de las instalaciones de alumbrado público exterior existentes.
 - Estudios, análisis de viabilidad y auditorías en instalaciones de alumbrado exterior existentes.
 - Formación de gestores energéticos municipales.
 - Mejora de la eficiencia energética de las instalaciones actuales de potabilización, abastecimiento, depuración de aguas residuales y desalación.
- Agricultura y pesca.

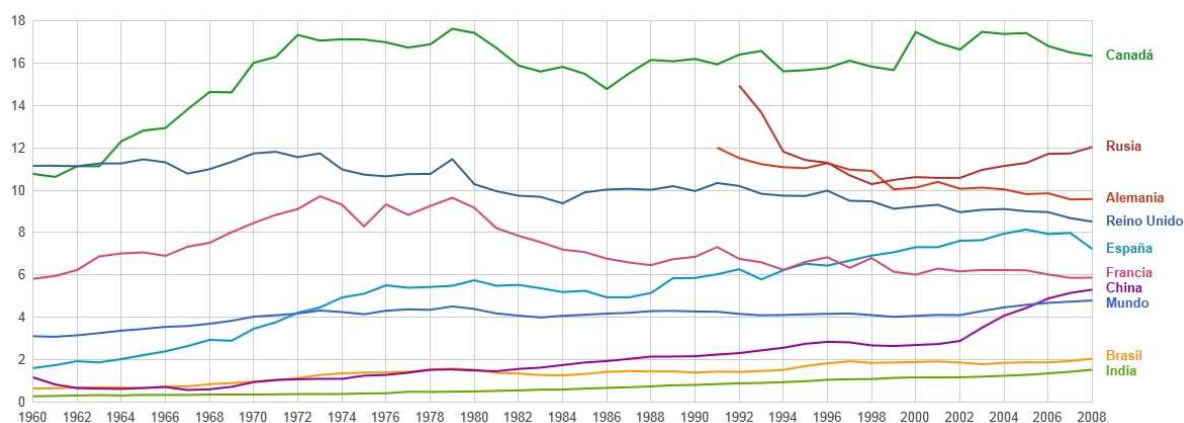
- Promoción y formación de técnicas de uso eficiencia de la energía en el sector agrario y pesquero.
- Impulso para la migración de sistemas de riego por aspersión o gravedad a sistemas de riego localizado.
- Mejora del ahorro y la eficiencia energética en el sector pesquero.
- Auditorías energéticas y planes de actuación de mejoras en explotaciones agrarias.
- Apoyo a la agricultura de conservación.
- Plan renove de tractores.
- Transformación de la energía.
 - Refino de petróleo.
 - Generación eléctrica sin cogeneración.
 - Cogeneración.
 - Estudios de viabilidad de cogeneraciones.
 - Fomento de plantas de cogeneración en actividades no industriales.
 - Fomento de plantas de cogeneración de pequeña potencia.
 - Fomento de plantas de cogeneración en actividades industriales.
 - Modificación sustancial de cogeneraciones existentes.

Anexo III. Emisiones y captación de CO₂.

En 2011 el sector eléctrico español generó cerca de 73 millones de toneladas de CO₂, un 25 % más que en 2010. El aumento se justifica por la mayor actividad de las centrales de carbón, que doblaron su producción con respecto al año anterior y la menor contribución de otras fuentes limpias, en especial la hidráulica.

En la Gráfica A-III-1 se representa la evolución de las emisiones per cápita en distintos países. Se observa el enorme volumen de emisiones de países como Estados Unidos y Canadá. Cabe destacar también la paulatina reducción de emisiones de Alemania y Francia. En el primer caso, motivado por el cierre de instalaciones obsoletas en la parte oriental después de la reunificación. En el caso de Francia, merced a la presencia de la energía nuclear. Es significativo también el caso de China que ha pasado de unas emisiones de 2,88 t/hab en 2002 a 4,96 t/hab en 2007, lo que supone duplicar las emisiones en un gigantesco país de 1.700 millones de habitantes.

Gráfica A-III-1. Evolución de las emisiones per cápita en distintos países.



Respecto a España, se observa un crecimiento continuado de las emisiones de GEI desde el año de referencia 1990 (5,86 t/hab.) hasta el año 2007 (8 t/hab.), las emisiones han aumentado un 36,8%, muy lejos del compromiso adquirido del 15 % para 2010; si tenemos además en cuenta el crecimiento de la población, tras lo cual llegamos a un incremento de más del 40%.

Tabla A-III-1. Emisiones per cápita en distintos países, 2007 (t/hab).

País	Emisión per cápita
Estados Unidos	19,34
Canadá	16,89
Rusia	10,81
Alemania	9,57

País	Emisión per cápita
Reino Unido	8,84
España	8
Francia	5,82
China	4,96
Brasil	1,94
India	1,35

Captación de emisiones.

Otra opción para disminuir las emisiones de CO₂ es la posibilidad de creación de sumideros de CO₂. Se entiende por sumidero todo sistema (o proceso) por el que se extrae de la atmósfera un gas o gases y se almacena. El Protocolo de Kioto considera como sumideros de gases de efecto invernadero las actividades de forestación, reforestación, usos de la tierra, cambio de uso de la tierra y la silvicultura. Según los acuerdos del Protocolo, cada tonelada de CO₂ absorbida por los bosques permitirá emitir otra tonelada adicional de CO₂.

La captación de CO₂ por la vía forestal viene limitada por el tope fijado en los Acuerdos de Marrakech y que se evalúa según la siguiente ecuación.

$$\text{Ecocontabilizables} = Epc - (5 \cdot Eab)$$

Siendo:

- Epc = emisiones o absorciones netas durante el Período de Compromiso (2008-2012).
- Eab = absorciones o emisiones netas en el año base.

A España le corresponde 0,67 Mt de C/año. El resto de actividades adicionales se contabiliza “neto-neto”.

No obstante, el concepto de sumidero se presta a todo tipo de interpretaciones, algunas de las cuales podrían afectar negativamente a la diversidad biológica, mientras que otras podrían tener un efecto más dudoso en la absorción de carbono. Se debe prohibir la sustitución de los bosques naturales, viejos y autóctonos por plantaciones que tengan como fin actuar de sumideros del carbono atmosférico. Según Ecologistas en Acción, diversas empresas están financiando la reforestación en países del tercer mundo. Es significativo el caso japonés; desde 1998, algunas compañías han puesto en marcha más de 20 proyectos de plantaciones, en mayoría de eucaliptos, en seis países, con el problema asociado de que

acaban con la biodiversidad de la zona y alteran el hábitat natural de las comunidades indígenas.

El papel de los sumideros y su inclusión en los Mecanismos de Flexibilidad es discutible. Por ejemplo, una catástrofe o un accidente como un incendio, liberaría todo el carbono, reenviándolo de nuevo a la atmósfera. También existe la posibilidad de fraudes de superficies plantadas o carbono retirado. En este sentido, el CO₂ retenido en un suelo como consecuencia de la siembra directa puede pasar a la atmósfera si ese mismo suelo se trabaja. Además, se desconoce realmente la capacidad real de absorción del CO₂ que tienen los sumideros naturales, particularmente aquellos ecosistemas naturales de difícil acceso. Hace 15 años, por ejemplo, se pensaba que los océanos eran capaces de absorber casi todo el CO₂ emitido por la combustión de fuentes de energía fósil.

Además, cabe la posibilidad, de que en el futuro la cantidad de CO₂ absorbida por los árboles se libere de forma natural, ya que no hay garantías de que el carbono ‘secuestrado’ hasta 2012 vaya a permanecer de esta forma indefinidamente. También puede ocurrir que los sumideros saturen rápidamente su capacidad de almacenaje. Se estima que los océanos y la vegetación terrestre son los responsables de la absorción del 55 % de las emisiones antropogénicas de CO₂. No obstante, recientes investigaciones realizadas por científicos de Australia, Reino Unido, Francia, Austria y Estados Unidos, indican, tras la recogida de numerosas muestras que la capacidad de los mares de absorber carbono se había reducido a la mitad entre 2000 y 2005. La conclusión es que el debilitamiento ambiental de regiones terrestres y marítimas contribuye a la aceleración del crecimiento del dióxido de carbono atmosférico. Los cambios en las pautas de los vientos sobre las regiones oceánicas del sur del planeta han traído a la superficie agua rica en carbono, y esto ha reducido la capacidad de los océanos para absorber el exceso de carbono presente en la atmósfera. En tierra, el cambio climático produce prolongadas sequías, que contribuyen a intensificar la acumulación de CO₂ en la atmosférica al perderse capacidad de captación natural.

Sistemas de captación y almacenamientos de CO₂.

La Unión Europea encabeza las iniciativas internacionales para reducir las emisiones de CO₂. Con la reválida de Kioto cada vez más cerca (un recorte del 8% de las emisiones europeas en 2012 respecto al nivel de 1990), la UE abandera un objetivo más ambicioso, que recoge las recomendaciones del Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC), de la

ONU: rebajar en un 50% las emisiones globales antes de 2050. Y para alcanzarlo, ha dado más impulso a las tecnologías de captura y secuestro de CO₂.

Desde la Unión Europea se desarrollan una docena de proyectos emblemáticos en los que se aplicaría, antes de 2015, la tecnología de captura y secuestro de CO₂ en plantas de generación eléctrica de 400 megavatios, las más habituales en el mercado.

Hay varias técnicas que se utilizan desde hace décadas en distintos procesos industriales, la clave está en mejorar la eficiencia. En este sentido, las petroleras defienden de forma unánime la captación de CO₂ en la lucha contra el calentamiento global. Parten con ventaja puesto que desde hace décadas, los gigantes norteamericanos inyectan en varios yacimientos dióxido de carbono, transportado desde plantas de procesamiento de gas, para facilitar la extracción de crudo de sustratos poco accesibles.

Las petroleras europeas, más convencidas de las nuevas líneas de negocio, protagonizan los proyectos más ambiciosos.

Desde 1996, la noruega Statoil separa dióxido de carbono del gas natural que extrae en Sleipner, una plataforma anclada en el Mar del Norte, y lo inyecta en un sustrato salino a más de mil metros de profundidad bajo el fondo marino. Además tiene en cartera otros tres proyectos, dos con soluciones integradas en centrales eléctricas.

La británica BP impulsa otras tres iniciativas en Australia, California (EE UU) y Escocia para transformar combustibles fósiles en hidrógeno y almacenar el CO₂ en formaciones geológicas profundas. Y la angloholandesa Shell y la francesa Total también tienen varios proyectos en marcha.

Las técnicas de captura de CO₂ son especialmente bienvenidas en la explotación del carbón, el más abundante y contaminante.

La aceptación de que la economía del carbón vuelve con fuerza ha ampliado el espacio de entendimiento entre Europa y EE UU, que se comprometió en junio a negociar objetivos de recortes obligatorios en las emisiones para cuando el tratado de Kioto caduque. "Parece claro que los países emergentes no van a renunciar al carbón, en China se abre una planta de carbón cada cinco días, las tecnologías que reduzcan el impacto ambiental de esas plantas van a ser cruciales para rebajar las emisiones globales", defiende el Secretario General para el Cambio Climático del Ministerio de Medio Ambiente, Arturo Gonzalo Aizpiri. Según el último informe de la Agencia Internacional de la Energía, China e India concentran la mitad

del 50% de incremento previsto en la demanda energética hasta 2030. Y dos tercios de esas nuevas necesidades las cubrirán con carbón.

La UE se ha persuadido de que, con este panorama, la generalización de las técnicas de captura de CO₂ es imprescindible.

La puesta en marcha de la captura y almacenaje de CO₂ producido en centrales eléctricas no será barata. La plataforma europea prevé que sólo el desarrollo de la docena de proyectos emblemáticos que impulsa cueste entre 6.000 y 10.000 millones de euros. Con ese dinero, Iberdrola, líder mundial de energía eólica, podría duplicar su inversión en nuevos molinos de viento hasta 2010. El inconveniente está en que no se puede garantizar que el CO₂ permanecerá enterrado para siempre. Y la monitorización perpetua no existe.

Los únicos proyectos existentes en este momento para el almacenamiento geológico a escala industrial, es decir, de más de 1 Mt de CO₂/año están relacionados con el gas natural y la recuperación forzada de petróleo, y son:

- ▶ Sleipner, en el Mar del Norte, Noruega, que separa CO₂ del gas natural con almacenamiento en una formación salina. Hay que tener en cuenta que se impone un impuesto de 50 € /t a las emisiones de las plantas de gas.
- ▶ Weyburn, en Canadá, una instalación de recuperación mejorada de petróleo, con almacenamiento en USA
- ▶ In Salah, en una planta de gas natural en Argelia

Sobre los riesgos, el informe especial de los expertos de la ONU, concluyó que más del 99% del CO₂ inyectado seguiría enterrado dentro de 1.000 años. Y también cree muy improbable que un accidente en la inyección de dióxido de carbono tenga efectos globales, ya que es un sistema muy similar al que usa la industria del gas y el petróleo. Lo que sí puede haber son escapes difusos, en general con efectos muy limitados sobre el agua y la flora. El informe para la ONU calcula que el coste de la electricidad producida en centrales con estos sistemas se incrementa entre un 20% y un 85%, según el tipo de planta. La captura de CO₂ también precisa energía: el consumo de combustibles fósiles para generar la misma electricidad aumenta alrededor de un 25%.

Las estimaciones de los costes del secuestro están en la gama de 100 a 300 dólares la tonelada de emisiones de carbono evitadas y si bien la meta de este tipo de programas de investigación es reducir el coste del secuestro a los 10 dólares por tonelada, hablamos de unos objetivos a lograr a largo plazo, en torno al año 2015. Además, y según las estimaciones

realizadas, la captura del CO₂ únicamente requiere las tres cuartas partes del coste total, al que ha de añadirse el almacenamiento, transporte y sistema de secuestro. Todo esto señala un consumo energético adicional importante, que implica mayores emisiones de CO₂ y, según diversos análisis realizados, un incremento en el coste de generación de electricidad entre 2,5 y 4 centavos de dólar el kWh, lo que supone, en estos momentos, doblar dicho coste de generación.

Con respecto a la opción concreta, de inyectar el CO₂ en las vetas de carbón; que suelen contener grandes cantidades de gas rico en metano; para lograr su liberación y captación se ha de decir que las pruebas han demostrado que realmente es posible desplazar eficientemente el metano y que puede ser capturarlo de las vetas. Pero esto se ha demostrado únicamente en pruebas sobre el terreno muy limitadas, por lo que, incluso quienes las apoyan, reconocen que es necesario mucho más trabajo para poder entender y optimizar este proceso. Desde el punto de vista ambiental, tiene un importante inconveniente en el caso de no conseguir una alta eficiencia en la captura del metano liberado, ya que no podemos olvidar que, el potencial de efecto invernadero de este gas es muy superior al del CO₂, del orden de 20 veces, por lo que si una mínima parte del metano liberado no es capturada, el potencial de calentamiento aumentaría en lugar de reducirse.

Nos encontramos, por tanto, muy lejos de que las técnicas y prácticas de secuestro de carbono cumplan los requisitos que se le exigen, ya que, además de demostrar que tienen suficiente capacidad de almacenamiento, han de demostrar que son estables a largo plazo y que serán económicamente viables, en unos momentos, en lo que ni siquiera han demostrado que son medioambientalmente aceptables.

Ni qué decir tiene que la industria centra sus esfuerzos en mejorar el rendimiento de esta tecnología. Las técnicas se distinguen según si se aplican antes o después de que se produzca la quema del combustible para generar electricidad. En la técnica de postcombustión se lava con disolventes químicos la corriente de gases que se emite tras la combustión con el aire y así se fija el CO₂, y luego se separa del disolvente con calor. Pero la escasa concentración del dióxido de carbono en esa corriente (menos de un 15%) dificulta la separación. Por eso se trabaja en nuevas sustancias químicas. También se plantea utilizar oxígeno casi puro en vez de aire en la combustión para aumentar la concentración de CO₂; en este caso, el cuello de botella está en la extracción de oxígeno.

En la técnica de precombustión, se procesa el combustible fósil en un reactor con vapor y aire para tener una mezcla de monóxido de carbono e hidrógeno. Un nuevo procesamiento con vapor permite lograr una corriente de CO₂ y otra de hidrógeno. De este modo se logra que la separación sea más fácil, porque el CO₂ está más concentrado. Además, el hidrógeno puede utilizarse para generar electricidad o almacenarse en pilas de combustible. Pero la fase inicial es aún cara a escala industrial.

La captura y secuestro de CO₂ también se ha incorporado a la nueva estrategia española de cambio climático.

La iniciativa española más sólida es la que protagoniza desde 1998 la central de Elcogás en Puertollano (Ciudad Real), participada por Endesa, Iberdrola y varias firmas extranjeras. Es una de las primeras plantas del mundo en ensayar las técnicas de captura del CO₂ antes de la combustión de carbón. Y hasta el momento no ha tenido problemas técnicos, aunque sí financieros.

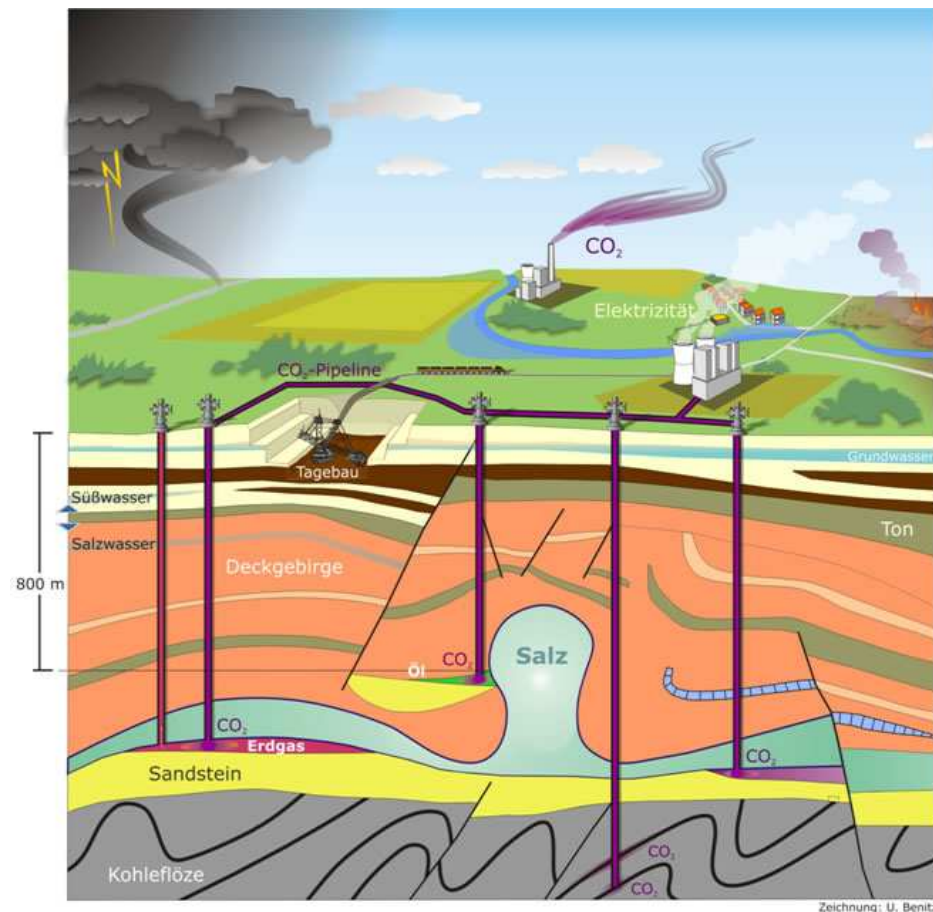
A esta iniciativa se sumará la que encabeza la fundación CIDEM, en León, al construir una planta en la que la combustión se hace con aire rico en oxígeno. Con este proyecto se puso en marcha una planta de captura de CO₂ por absorción química en la central de Compostilla. Se trata de la primera planta piloto de captura de CO₂ integrada a una central térmica que se construye en todo el territorio nacional, tratando 800 m³/h de gases de combustión y capturando entre 3 y 5 toneladas de CO₂ al día, con eficiencias del 90%. La captura de CO₂ se produce en la fase de post-combustión por el contacto de los gases de combustión con una solución absorbente de amina a baja temperatura.

Además se prevé la construcción de una planta de 30 megavatios térmicos (MWt) para investigar la tecnología de oxicomustión con almacenamiento de CO₂ en acuíferos salinos profundos y de una planta experimental de almacenamiento de CO₂. También están en marcha los estudios encaminados a la identificación y caracterización de los potenciales emplazamientos para almacenamiento industrial de CO₂.

Por otro lado, en Asturias, el CSIC desarrolla desde el año 2000 la aplicación de ciclos de carbonatación–calcinación a procesos de captura de CO₂ para carbón. En estos sistemas, se utiliza CaO como sorbente regenerable de CO₂ (el carbonato formado en la carbonatación reemite CO₂ en forma pura durante la calcinación). Hay un gran potencial de reducción de costes de captura con este sistema aplicado a centrales de carbón existentes y de nueva construcción, porque el gran consumo de energía requerido para la regeneración del sorbente

(calcinación) se recupera en fuentes de calor a alta temperatura, lo que facilita su aprovechamiento en el ciclo de vapor de una central térmica. En la actualidad, un grupo empresarial en el participan, entre otros el INCAR-CSIC y HUNOSA, está desarrollando un proyecto para acelerar la demostración del proceso a escala piloto. El proyecto concluirá con la construcción de una planta piloto (≈ 1 MW térmico) en la C.T. de La Pereda que permitirá demostrar la viabilidad del proceso de carbonatación a gases de combustión.

Figura 9-1. Esquema de un sistema de captación y secuestro de CO_2 .



Aparte de almacenarlo, existen otras oportunidades de aprovechamiento del CO_2 . Endesa ha iniciado también la instalación de una planta de ensayos para el cultivo de microalgas que utilizará el CO_2 de los gases de combustión de la central térmica de Carboneras (Almería): el cultivo tendrá una extensión de 1.000 m^2 , será alimentado con parte de los gases de combustión procedentes de la central térmica y se podrían llegar a capturar hasta 110 toneladas de CO_2 al año. El dióxido de carbono se transformará, principalmente, gracias al trabajo de estos microorganismos en lípidos, proteínas y carbohidratos.

Otra visión de la captación.

Otra posición, compartida por otras organizaciones ecologistas, es contraria a los proyectos de captura y almacenamiento del dióxido de carbono (CO₂). Aceptar este tipo de opciones, de "barrer bajo la alfombra", es aceptar propuestas que únicamente tratan de aplazar la solución de los problemas, sin garantía alguna de resolverlos, y dejando a generaciones futuras una hipoteca ambiental más, esperando que sean ellas las que encuentren la solución adecuada. Por tanto, la búsqueda de soluciones que no sean la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero puede no ser adecuada.

Aunque hace mucho que se vienen utilizando técnicas para separar y capturar rutinariamente el CO₂, como subproducto de procesos industriales, para que este gas procedente de los humos de combustión de las centrales termoeléctricas y otras fuentes puntuales se pueda utilizar de este modo, ha de ser capturado como un gas relativamente puro y, en este caso, las tecnologías existentes no son rentables. Ello se debe a la gran cantidad de aire que se añade en el proceso de la combustión, con lo que las emisiones de CO₂ aparecen muy diluidas en nitrógeno. En el caso concreto de las emisiones de las centrales eléctricas de carbón entre un 10 y un 12 por ciento en volumen. Para conseguir un secuestro eficaz el CO₂ en estos gases de escape, el CO₂ ha de ser separado y concentrado con la agravante de que a pesar de este bajo porcentaje estamos hablando de emisiones anuales muy importantes: para una única central, como la Central Térmica de Aboño, se puede llegar a 7,46 Millones de toneladas.

Anexo IV. Las EERR y el medio ambiente.

Los residuos de la energía fotovoltaica.

Hasta ahora la implantación de la energía fotovoltaica ha sido pequeña y es escasa la preocupación por los residuos que puede generar. Por el momento, una placa fotovoltaica no está clasificada como residuo peligroso, ni siquiera la de telururo de cadmio, pues el porcentaje de sustancias peligrosas está por debajo de lo regulado por la UE. No obstante, se está ya avanzando en medidas que suponen una reducción de riesgos de cara al futuro. En este sentido, se está trabajando en la eliminación del plomo de las soldaduras, en la reutilización de las células. Una de las instalaciones ya desmontadas para su modernización fue la de la isla de Pellworm, la primera central fotovoltaica construida en Alemania en 1983. En este caso se reutilizaron directamente las células antiguas para fabricar los nuevos paneles. La eficiencia conseguida para los nuevos módulos (134 Wp/m^2) fue mucho mayor que la de los antiguos (80 Wp/m^2), pero menor que unos que salieran por primera vez de fábrica (142 Wp/m^2). Con todo, estos nuevos paneles a partir de células reutilizadas compensarían la energía utilizada en su fabricación en dos años, frente a los siete que tuvo que pasar en su primera vida.

Otra experiencia es la del reciclaje de los paneles de la instalación más antigua de Bélgica, montada en Chevetogne en 1983 y desmontada en 2009. Aquí las placas viejas pasaron por un proceso térmico para separar las células, el vidrio, el aluminio y el cobre. De acuerdo con los resultados, el impacto causado por el transporte y el reciclaje fue similar a los beneficios de la recuperación del material en tres categorías de impacto: agotamiento de recursos abióticos, cambio climático y reducción de la capa de ozono; pero muy inferior a otros cuatro: toxicidad en humanos, oxidación fotoquímica, acidificación y eutrofización. De los paneles se pudo reciclar un 73% del silicio.

Se puede concluir que la energía que se necesita para reciclar es menor que para fabricar un panel nuevo y que se puede recuperar el 85% de los materiales.

La biomasa y el medio ambiente.

Al quemar biomasa se produce mucha mayor cantidad de dióxido de carbono que en el caso de los combustibles fósiles. Se defiende esta práctica diciendo que al cultivar biomasa se captura dióxido de carbono de la atmósfera, de modo que la contribución neta al ciclo global del dióxido de carbono atmosférico es cero. Sin embargo, esto no es del todo así ya que:

- En la naturaleza, la biomasa tiene una densidad de energía relativamente baja y su transporte reduce la producción energética neta. Además su una densidad a granel es baja (se necesitan grandes volúmenes en comparación con los combustibles fósiles), lo que hace el transporte y su administración difíciles y costosos. La clave para superar este inconveniente está en localizar el proceso de conversión de energía cerca de una fuente concentrada de biomasa, tal como por ejemplo una serrería, un molino de azúcar o un molino de pulpa.
- La combustión incompleta de la leña produce partículas de materia orgánica, el monóxido de carbono y otros gases orgánicos. Si se utiliza la combustión de alta temperatura, se producen los óxidos del nitrógeno. En una escala doméstica más pequeña, el impacto en la salud de la contaminación atmosférica dentro de edificios es un problema significativo en los países en vías de desarrollo, en donde la leña se quema ineficazmente en fuegos abiertos para cocinar y para calefacción.
- Existe la posibilidad de que el uso intenso de bosques naturales cause la tala de árboles y una escasez localizada de leña, con ramificaciones ecológicas y sociales serias. Esto está ocurriendo actualmente en Nepal, partes de la India, Sudamérica y en África subsahariana. La conversión de bosques en tierras agrícolas y áreas urbanas es una importante causa de la tala de árboles. Además, en muchos países asiáticos gran parte del combustible de la madera usado con propósitos de energía provienen de áreas indígenas boscosas.
- Hay un conflicto potencial por el uso de los recursos de la tierra y del agua para la producción de energía de biomasa y otras aplicaciones, tales como producción de alimentos y de fibras.
- Algunos usos de la biomasa no son completamente competitivos en esta etapa. En la producción de electricidad por ejemplo, hay fuerte competencia de las nuevas plantas de gas natural, altamente eficientes. Sin embargo, la economía de la producción energética de biomasa está mejorando, y la preocupación cada vez mayor por las emisiones de gas de invernadero está haciendo a la energía de biomasa más atractiva.
- La producción y el proceso de la biomasa pueden implicar un consumo de energía significativa, tales como combustible para los vehículos y los fertilizantes agrícolas, dando por resultado un balance energético reducido para el uso de la biomasa. En el

proceso de la biomasa se necesita reducir al mínimo el consumo de combustibles fósiles, y maximizar la conversión de basura y recuperación de energía.

El proceso del cultivo de biomasa está sujeto a las mismas preocupaciones ambientales que cualquier clase de agricultura. Utiliza una gran superficie de tierra y, para un cultivo económico, puede necesitar de fertilizantes y pesticidas. La biomasa que se produce como un subproducto de la agricultura puede ser prometedora, pero la mayoría de esta biomasa actualmente está siendo utilizada como abono del suelo, cuando no hay otro, o como alimento del ganado.

Anexo V. Bibliografía.

1. **Academia Europea de Ciencias y Artes, España.** *Energía: Presente y futuro de las diversas tecnologías.* 2005.
2. **AGECC (Advisory Group on Energy and Climate Change).** *Energy for a sustainable future.* ONU, 2010.
3. **Alonso, Agustín; Avedillo, Milagros; y otros.** *Modelos energéticos para España: necesidades y calidad de vida.* . Fundación Alfonso Martín Escudero. 2004.
4. **Amos, W.A.** *Costs of Storing and Transporting Hydrogen.* NREL/TP.1998.
5. **ASHRAE.** *ASHRAE Vision2020. Producing Net Zero Energy Buildings. Providing tools by 2020 that enable the building community to produce market viable NZEBs bay 2030.* 2008.
6. **Braun, J.E.** *Load control using building thermal mass. ASME Journal of Solar Energy Engineering, Vol. 125.* 2003
7. **Brown, C.E.** *World Energy Resources.* Springer, 2002.
8. **Brunet, M.; Casado, M.J.; de Castro, M.; Galán, P.; López, J.A.; Martín, J.M.; Pastor, A; Petisoo, E.; Ramos, P.; Ribalaygua, J.; Rodríguez, E.; Sanz, I.; Torres, L.** *Generación de escenarios regionalizados de cambio climático para España.* AEMET, 2009.
9. **Callaway, D.S..** *Tapping the energy storage potential in electric loads to deliver load following and regulation, with application to wind energy.* Energy Conversion and Management, 2009.
10. **Cancino-Solórzano, Yoreley; Xiberta Bernat, Jorge.** *Statistical analysis of wind power in the región of Veracruz (México).* Renewable Energy, Vol.34, 2008.
11. **Cancio Solórzano, Yoreley; Villicaña Ortiz, Eunice; Gutiérrez Trashorras, Antonio José; Xiberta Bernat, Jorge.** *Electricity sector in Mexico: Current status.* Contribution of renewable energy source, Renewable and Sustainable Energy Reviews. Vol. 14. 2009.
12. **Cancio Solórzano, Yoreley; Gutiérrez Trashorras, Antonio José; Xiberta Bernat, Jorge.** *Current state of wind energy in Mexico, achievements and perspectives.* Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 15. 2011.
13. **Carbunió.** *El carbón. Principales datos.* <http://www.carbunion.com>.
14. **CCC.** *Meeting Carbon Budgets – the need for a step change. Progress report to Parliament.* Committee on Climate Change, 2009.

15. **Círculo de Empresarios.** *Una nueva estrategia para el sector eléctrico español. Una visión de largo plazo en el contexto de Kioto..* 2005.
16. **Cisneros Barrera, Daniel V.** *Tesis de Máster: Integración de la cogeneración en el mercado eléctrico.* Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI), Universidad Pontificia de Comillas. Sevilla, 2003.
17. **CJN Consultores.** *Consumo de Energía y Crecimiento Económico.* CNE y Club Español de la Energía. 2002.
18. **Club Español de la Energía.** *Balance energético de 2005 y perspectivas para 2006.* Madrid, 2006.
19. **Coll Batí, P. y Tapia Fernández, C.** *Estimación de costes de generación de electricidad en centrales nucleares y otros tipos de centrales.* Seguridad nuclear.
20. **Coll-Mayor, D.; Paget, M.; Lighter, E.** *Future intelligent power grids: Analysis of the vision in the European Union and the United States.* Energy Policy, 2007.
21. **Comisión Europea.** *Libro verde. Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético.* 2001.
22. **Comisión Europea. Dirección General de Energía.** *Wind Energy. Then facts. Volume I, technology.*
23. **Cutler J. Cleveland.** *Encyclopedia of Energy.* Elsevier. 2004.
24. **Departamento de Energía, Universidad de Oviedo.** *Balances Energéticos de Asturias (1995 hasta 2005).*
25. **Departamento de Energía, Universidad de Oviedo.** *Plan Energético del Principado de Asturias 1995-2005.*
26. **DECC, Department of Energy and Climate Change, UK.** *Smarter Grids: The Opportunity.* 2009.
27. **Díaz Carazo, J.; Linares Llamas, P.; López-Peña Fernández, A.; Pérez Arriaga, J.L.** *Observatorio de energía y sostenibilidad en España. Informe basado en indicadores.* 2009.
28. **DTI, Department of Trade and Industry, UK.** *Energy White Paper. Our Energy future. Creating a low carbon economy.* TSO, The Stationery Office. 2003.

29. **European Commission.** *External Costs: Research results on socio-environmental damages due to electricity and transport.* European Communities, 2003.
30. **European Commission.** *Externatilities of Energy. Methodology 2005 update.* European Communities, 2005.
31. **European Commission, Directorate-General for Energy and Transport.** *Concentrating solar power. From research to implementation.* 2007.
32. **European Commission.** *World energy, technology and climate policy outlook 2030.* 2003.
33. **European Wind Energy Association, EWEA.** *Powering Europe: Wind energy and the electricity grid.* 2010.
34. **EUROSTAT.** *Principios y métodos de los balances de energía.*
35. **EUROSTAT.** *Statistical year book: Europe in figures.* 2009.
36. **FAEN.** *Energía en Asturias (años 2000 a 2011).*
37. **Fernández Domínguez, Eloy; Xiberta Bernat, Jorge.** *Restructuring and generation of electrical energy in the Iberian Peninsula.* Energy Policy, Vol. 35. 2007.
38. **Fundación Entorno.** *Hacia la eficiencia energética: Una apuesta para la empresa española.* Consejo Empresarial Español para el Desarrollo Sostenible. 2009.
39. **García Casals, X.** *Criterios para incorporar la cogeneración en un sistema de generación eléctrica limpio.* Instituto de Investigaciones Tecnológicas de la Universidad Pontificia Comillas. 2003.
40. **García Casals, X.** *Escenarios para un modelo basado en 100% de energía renovables para el 2050.* Fundación Ideas para el Progreso, 2009.
41. **García Casals, X.** *Propuesta línea negocio en gestión de la demanda y la generación distribuidas.* Fundación Navarra para la Diversificación. 2009.
42. **Genovese, J.; Harg, K.; Paster, M.; Turner, J.** *Current (2009) State of the Art Hydrogen Production Cost Estimate Using Water Electrolysis.* Department of Energy Hydrogen Program. 2009.
43. **Germany, E.** *Market introduction perspectives of innovative technologies supporting integration of RES-E.* Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety. 2008.
44. **Goran Strbac.** *Demand side management: Benefits and challenges.* Energy Policy, 2008.
45. **Grant, N.; Clarke, A.** *Biomass, a burning issue.* AECB, 2010

46. **Greenpeace España.** *Una propuesta para incorporar mecanismos de gestión de la demanda y ahorro energético en la Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico.* Greenpeace, 1994.
47. **Greenpeace España.** *Renovables 2050: Un informe sobre el potencial de las energías renovables en la España peninsular.* Greenpeace, 2005.
48. **Greenpeace España.** *Renovables 100%: Un sistema eléctrico renovable para la España peninsular y su viabilidad económica.* Greenpeace. 2006.
49. **Greenpeace International.** *The True Cost of Coal.* Greenpeace. 2008.
50. **Greenpeace International.** *Energy Revolution vs IEA World Energy Outlook scenario 2009.* Greenpeace. 2008.
51. **Greenpeace International.** *GWEC, Global Wind Energy Outlook 2010.* Greenpeace. 2010.
52. **Greenpeace International.** *EPIA, Solar Generation VI-2010.* Greenpeace, 2010.
53. **Grupo Internacional de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC).** *Principales conclusiones del tercer informe de Evaluación. Cambio climático: Ciencia, impactos, Adaptación y Mitigación.* Ministerio de Medio Ambiente. Centro de Publicaciones.
54. **GTSP.** *End use energy technologies: A core element of a global energy technology strategy to address climate change.* 2007.
55. **Guerrero, R.; Marrero, G.; Martínez Duart, J.M.; Puch, L.A.;** *Biocombustibles líquidos: Situación actual y oportunidades de futuro para España.* Fundación Ideas para el Progreso, 2010.
56. **Hacker, F.; Harthan, R.; Matthes, F.; Zimmer, W.** *Environmental impacts and impact on electricity market of a large scale introduction of electric cars in Europe.* European Topic Centre on Air and Climate Change. 2009.
57. **Hale, E.; Leach, M.; Hirsch, A.; Torcelini, P.** *General Merchandise 50% Energy Savings.* 2009.
58. **Howarth, R.W.; Bringezu, S.** *Biofuels: Environmental Consequences and Interactions with Changing Land Use.* Proceedings of the Scientific Committee on Problems of the Environment. 2009.
59. **IDAE.** *Impactos ambientales de la producción eléctrica. Análisis de Ciclo de Vida de ocho tecnologías de generación eléctrica.* 2000.
60. **IDAE.** *Eficiencia Energética y Energías Renovables.* Ministerio de Economía. 2002.

61. **IDAE.** *Plan de Energías Renovables de España 2005-2010.* Madrid, 2005.
62. **IDAE.** *Boletín IDAE: Eficiencia Energética y Energías Renovables (nº 7).* Madrid, 2005.
63. **IDAE.** *Calor solar para procesos industriales.* 2001.
64. **IDAE.** *Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012. Plan de Acción 2008-2012.* 2007.
65. **IEA.** *Energy Policies of IEA Countries.* 2006.
66. **IEA, International Energy Agency.** *Cool appliances. Policy Strategies for Energy Efficient Homes.* April-2003.
67. **IEA.** *Energy Technology perspectives, 2010.*
68. **IEA, International Energy Agency.** *World Energy Outlook, 2010.*
69. **IEA, International Energy Agency.** *Energy Policies of IEA Countries. Spain 2005 Review.* 2005.
70. **IEA, International Energy Agency.** *Energy to 2050. Scenarios for a Sustainable Future.* 2003.
71. **IEA, International Energy Agency.** *Energy efficiency requirements in building codes. Energy efficiency policies for new buildings.* 2008.
72. **IEA.** *Empowering Variable Renewables. Options for Flexible Electricity Systems.* 2008.
73. **Jackson, T.** *Prosperity without growth? The transition to a sustainable economy.* Sustainable Development Commission, 2009.
74. **Kampman, B.; Leguijt, C.; Bennink, D.; Wielders, L.; Rijkee, X.; de Buck, A.; Braat, W.;** *Give way to green driving. Development of policy recommendations to harvest the potential of electric vehicles.* 2009.
75. **Kendall, G.;** *Plugget in. The end of the oil age.* WWF, 2008.
76. **Kottenstette, R.; Cotrel, J.** *Hydrogen Storage in Wind Turbine Towers: Cost Analysis and Conceptual Design.* 2003.
77. **Leach, M.; Hale, E.; Hirsch, A.; Torcelini, P.** *Grocery Store 50% Energy Savings. Technical Support Document.* 2009.
78. **Lechón, Y.; Cabal, H.; Lago, C.; de la Rúa, C.; Sáenz, R.M.; Fernández, M.** *Análisis de ciclo de vida de combustibles alternativos para el transporte Fase I: Análisis del ciclo*

- de vida comparativo del etanol de cereales y de la gasolina.* Ministerio de Medio Ambiente, Ministerio de Educación y Ciencia, CIEMAT, 2005.
79. **Lechón, Y.; Cabal, H.; Lago, C.; de la Rúa, C.; Lago, C.; Izquierdo, L.; Sáenz, R.M.; Fernández, M.** *Análisis de ciclo de vida de combustibles alternativos para el transporte. Fase II: Análisis del ciclo de vida comparativo del biodiesel y del diesel.* Ministerio de Medio Ambiente, Ministerio de Educación y Ciencia, CIEMAT, 2005.
80. **Lehmann, H.** *Supplying Europe with Solar Energy.* 2007.
81. **Lund, H.; Kempton, W.** *Integration of renewable energy into transport and electricity sectors through V2G.* Energy Policy. 2008.
82. **McDonald, J.** *Adaptive intelligent power systems. Active distribution networks.* Energy Policy. 2008.
83. **Méndez Quezada, H.** *Análisis técnico y regulatorio de viabilidad de una comercializadora verde.* ICAI, 2003.
84. **Ministerio de Economía.** *Planificación y Desarrollo de las Redes de Transporte Eléctrico y Gasista 2002-2011.* Ministerio de Economía, 2002.
85. **Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, Secretaría de Estado de Energía.** *La energía en España, 2010.*
86. **Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, Secretaría de Estado de Energía.** *Estadística de la Industria de Energía Eléctrica. Informes de los años 1995 a 2010.*
87. **Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, Secretaría General de Energía, Subdirección General de Planificación energética.** *Revisión 2005-2011 de la Planificación de los sectores de electricidad y gas 2002-2011.*
88. **Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.** *Plan Nacional de Asignación de Derechos de emisión 2008-2012.* Madrid, 2006.
89. **Mujal Rosas, Ramón María.** *Tecnología Eléctrica.* Universidad Politécnica de Cataluña. Ediciones UPC, Barcelona. 2002.
90. **Newell, K.** *Low Cost, High Efficiency, High Pressure Hydrogen Storage.* DOE Hydrogen, Fuel Cells & Infrastructure Technologies Program. 2004.
91. **Nielsen, K.** *Thermal Energy Storage. A State of the Art.* 2003.
92. **Olavarría, E.P.** *La microrred. Una alternativa de futuro para un suministro energético integral.* TECNALIA Corporación Tecnológica, 2008.

93. **Outhred, H.; Bull, S.R.; Kelly, S.** *Integrating Renewable Energy into Competitive Electricity Industries*. REIL. 2007.
94. **Pérez Arriaga, José Ignacio.** *Libro blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España*. Madrid, 2005.
95. **PNUD.** *Informe Mundial de Energía. La Energía y el Reto de la Sostenibilidad*. IDAE.
96. **REE.** *El Sistema Eléctrico Español. Informes de los años 1995 a 2011*.
97. **Rilkin, J.** *La economía del hidrógeno. La creación de la red energética mundial y la redistribución del poder en la tierra*. Paidós Ibérica. 2002.
98. **Rutledge, David.** *Estimating long-term world coal production with logit and probit transforms*. International Journal of Coal Geology.
99. **Sáez Angulo, R.; Lechón Pérez, Y. y Varela Conde, M.** *Aspectos socioeconómicos de la producción energética, Tecnologías energéticas e impacto ambiental*.
100. **Sancho García, José; Miró Herrero, Rafael; Gallardo Bermell, Sergio.** *Gestión de a energía*. Editorial Universidad Politécnica de Valencia. 2006.
101. **Scheer, H.** *Economía solar global. Estrategias para la modernidad ecológica*. Galaxia Gutenberg, 2001.
102. **Schoenung, S.M.** *Hydrogen Energy Storage Comparison*. 1999.
103. **Tamra Gilbertson, Óscar Reyes.** *El Mercado de emisiones. Cómo funciona y por qué fracasa*.
104. **Thompson, J.R.; McConnell, R.D.; Mosieh, M.** *Cost analysis of a concentrator photovoltaic hydrogen production system*. International Conference on Solar Concentrators for the Generation of Electricity or Hydrogen. 2005.
105. **Trebolle, David.** *Tesis de Máster. La generación distribuida en España*. Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI). Universidad Pontificia Comillas. Madrid, 2006.
106. **Troster, E.; Kuwahata, R.; Ackermann, T.** *European grid study 2030/2050*. Energynautics, 2011.
107. **USDOE.** *Hydrogen, Fuel Cells & Infrastructure Technologies Program*. 2007.
108. **Worldwatch Institute.** *La situación del mundo 2003*. Icaria editorial. 2004.

LEGISLACIÓN.

1. Reglamento (CE) 713/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, *por el que se crea la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía.*
2. Reglamento (CE) 714/2009, *relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad y por el que se deroga el Reglamento (CE) 1.228/2009.*
3. Reglamento (UE) 1.031/2010, *sobre el calendario, la gestión y otros aspectos de las subastas de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero con arreglo a la Directiva 2003/87/CE, por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero de la Comunidad.*
4. Reglamento (UE) 63/2011, *por el que se establece normas detalladas para la solicitud de una excepción a los objetivos específicos de emisión de CO₂, de conformidad con el artículo 11 del Reglamento (CE) 443/2009.*
5. Reglamento 1.227/2011 (UE), *sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía.*
6. Directiva 92/75/CEE, *relativa a la indicación del consumo de energía y de otros recursos de los aparatos domésticos, por medio del etiquetado y de una información uniforme sobre los productos.*
7. Directiva 2001/77/CE, *relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad.*
8. Directiva 2001/80/CE, *sobre limitación de emisión a la atmósfera de determinantes agentes procedentes de grandes instalaciones de combustible.*
9. Directiva 2001/81/CE, *sobre techos nacionales de emisión de determinantes contaminantes atmosféricos.*
10. Directiva 2002/91/CE, *relativa a la eficiencia energética de los edificios.*
11. Directiva 2003/54/CE, *sobre normas comunes para el mercado interior de electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE.*
12. Directiva 2003/87/CE, *por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad y por la que se modifica la Directiva 96/61/CE.*

13. Directiva 2004/8/CE, *relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía y por la que se modifica la Directiva 92/42/CEE.*
14. Directiva 2004/101/CE, *por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad con respecto a los mecanismos de proyectos del Protocolo de Kioto.*
15. Directiva 2005/89/CE, *sobre las medidas de salvaguarda de la seguridad del abastecimiento y la inversión en infraestructura.*
16. Directiva 2009/28/CE, *relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.*
17. Directiva 2009/29/CE, *por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE para perfeccionar y ampliar el régimen comunitario de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.*
18. Directiva 2009/72/CE, *sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE.*
19. Directiva 2010/31/UE, *relativa a la eficiencia energética de los edificios (refundición).*
20. Decisión 2002/358/CE, *relativa a la aprobación, en nombre de la Comunidad Europea, del Protocolo de Kioto de la Convención marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, y al cumplimiento conjunto de los compromisos contraídos con arreglo al mismo.*
21. *Instrumento de Ratificación del Estatuto de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), hecho en Bonn el 26 de enero de 2009. (BOE-29-marzo-2011).*
22. *Ley 54/1997, del Sector Eléctrico.*
23. *Ley 1/2005, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.*
24. *Ley 12/2007, por la que se modifica la Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural.*
25. *Ley 17/2007, por la que se modifica la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.*

26. Ley 25/2009, *de modificación de diversas leyes para u adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio.*
27. Ley 13/2010, *por la que se modifica la Ley 1/2005, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, para perfeccionar y ampliar el régimen general de comercio de derechos de emisión e incluir la aviación en el mismo.*
28. Ley 2/2011, *de Economía Sostenible (Capítulo II: Organismos Reguladores).*
29. R.D.-Ley 3/2006, *por el que se modifica el mecanismo de casación de las ofertas de venta y adquisición de energía presentadas simultáneamente al mercado diario e intradiario de producción por sujetos del sector eléctrico pertenecientes al mismo grupo empresarial.*
30. R.D.-Ley 7/2006, *por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético.*
31. R.D.-Ley 6/2009, *por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.*
32. R.D.-Ley 14/2010, *por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.*
33. R.D.-Ley 1/2012, *por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.*
34. R.D.-Ley 13/2012, *por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista.*
35. R.D. 646/1991, *por el que se establecen nuevas normas sobre limitación a las emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión.*
36. R.D. 46/1991, *de gestión de Residuos Sólidos Urbanos.*
37. R.D. 124/1994, *que regula el etiquetado y la información referente al consumo de energía y de otros recursos de los aparatos de uso doméstico.*
38. R.D. 2.019/1997, *por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.*

39. R.D. 177/1998, *por el que se crea el Consejo Nacional del Clima.*
40. R.D. 2.818/1998, *sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovable, residuos y cogeneración.*
41. R.D. 1.339/1999, *por el que se aprueba el Reglamento de la CNE.*
42. R.D. 1.663/2000, *sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.*
43. R.D. 1.955/2000, *por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.*
44. R.D. 287/2001, *por el que se reduce el contenido de azufre de terminados combustibles líquidos.*
45. R.D. 376/2001, *por el que se modifica el Real Decreto 1.415/2000, por el que se desarrolla la estructura orgánica básica del Ministerio de Medio Ambiente.*
46. R.D. 1.164/2001, *por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.*
47. R.D. 1188/2001, *por el que se regula la composición y funciones del Consejo Nacional del Clima.*
48. R.D. 842/2002, *por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.*
49. R.D. 1.073/2002, *sobre evaluación y gestión de la calidad del aire ambiente en relación con el dióxido de azufre, dióxido de nitrógeno, óxidos de nitrógeno, partículas, plomo, benceno y monóxido de carbono.*
50. R.D. 1.432/2002, *por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia y se modifican algunos artículos del Real Decreto 2017/1997, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.*
51. R.D. 1.435/2002, *por el que se regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y de acceso a las redes en baja tensión.*
52. R.D. 1.747/2003, *por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.*
53. R.D. 436/2004, *por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.*

54. R.D. 1.264/2005, *por el que se regula la organización y funcionamiento del Registro Nacional de Derechos de Emisión.*
55. R.D. 1.454/2005, *por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico.*
56. R.D. 1.370/2006, *por el que se aprueba el Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, 2008-2012.*
57. R.D. 661/2007, *por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.*
58. R.D. 1.028/2007, *por el que se establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial.*
59. R.D. 1.110/2007, *por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.*
60. R.D. 1.031/2007, *por el que se desarrolla el marco de participación en los mecanismos de flexibilidad del Protocolo de Kioto.*
61. R.D. 222/2008, *por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica.*
62. R.D. 223/2008, *por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.*
63. R.D. 325/2008, *por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008.*
64. R.D. 1.578/2008, *de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del R.D. 661/2007, para dicha tecnología.*
65. R.D. 485/2009, *por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica.*
66. R.D. 198/2010, *por el que se adaptan determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico a lo dispuesto en la Ley 25/2009 de modificación de diversas leyes para su adaptación a la ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio.*

67. R.D. 341/2010, *por el que se desarrollan determinadas obligaciones de información para actividades que se incorporan al régimen de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.*
68. R.D. 437/2010, *por el que se desarrolla la regulación del proceso de titulización del déficit del sistema eléctrico.*
69. R.D. 1.003/2010, *por el que se regula la liquidación de la prima equivalente a las instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología fotovoltaica en régimen espacial.*
70. R.D. 1.202/2010, *por el que se establecen los plazos de revisión de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.*
71. R.D. 1.221/2010, *por el que se modifica el R.D. 134/2010, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro y se modifica el R.D. 2019/1997, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.*
72. R.D. 1.565/2010, *por el que se regulan y modifican determinado aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.*
73. R.D. 1.614/2010, *por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica.*
74. R.D. 101/2011, *por el que se establecen las normas básicas que han de regir los sistemas de acreditación y verificación de las emisiones de gases de efecto invernadero y los datos toneladas-kilómetro de los operadores aéreos y de las solicitudes de asignación gratuita transitoria de instalaciones fijas en el ámbito de aplicación de la Ley 1/2005, por la que se regula el régimen de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.*
75. R.D. 301/2011, *sobre medidas de mitigación equivalentes a la participación en el régimen de comercio de derechos de emisión a efectos de la exclusión de instalaciones de pequeño tamaño.*
76. R.D. 302/2011, *por el que se regula la venta de productos a liquidar por diferencia de precios de determinadas instalaciones de régimen especial y la adquisición por lo comercializadores de último recurso del sector eléctrico.*
77. R.D. 1.307/2011, *por el que se modifica el R.D. 437/2010 por el que se desarrolla la regulación del proceso de titulización del déficit del sistema eléctrico.*

78. R.D. 1.494/2011, *por el que se regula el Fondo de Carbono para una Economía Sostenible.*
79. R.D. 1.544/2011, *por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica.*
80. R.D. 1.623/2011, *por el que se regulan los efectos de la entrada en funcionamiento del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el balear, y se modifican otras disposiciones del sector eléctrico.*
81. R.D. 1.699/2011, *por el que se regula la conexión a red de instalaciones de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.*

DIRECCIONES DE INTERNET.

- Agencia Internacional de la Energía www.iea.org
- Asociación Empresarial Eólica.
- Asociación de Productores de Energías Renovables. www.appa.es
- Centro Nacional de Energías Renovables. www.cener.es
- CIEMAT www.ciemat.es
- Club Español de la Energía. www.enerclub.es
- CESIC www.csic.es
- Comisión Europea – Energía. ec.europa.eu/energy
- Comisión Nacional de Energía. www.cne.es
- Departamento de Energía de los Estados Unidos. www.energy.gov
- Dirección General de Energía y Transportes – Comisión Europea Ec.europa.eu/dgs/energy_transport
- Eurostat epp.eurostat.ec.europa.eu
- Federación Nacional de Empresarios de Minas de Carbón. www.carbunion.com
- Fundación Asturiana de la Energía. www.faen.es
- Gobierno del Principado de Asturias www.asturias.es
- Instituto de Desarrollo Económico del Principado de Asturias www.idepa.es
- Instituto Nacional de Estadística. www.ine.es
- Instituto Nacional del Carbón. www.incar.cesic.es
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía. www.idae.es
- Ministerio de Medio Ambiente. www.mma.es
- Operador del Mercado Eléctrico www.omel.es
- Red Eléctrica de España. www.ree.es
- Registro Estatal de Emisiones y Fuentes www.eper-es.es

Contaminantes.

- Registro Nacional de Derechos de Emisión de Gases de Efecto Invernadero. www.renade.es
- Secretaría General de Energía. www.mityc.es/energia