PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA

2005-2010

8 de agosto de 2005

MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO
IDAE Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía

ÍNDICE

PÁG

1.- INTRODUCCIÓN 5

2.- JUSTIFICACIÓN Y OBJETO DEL PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA (PER) 2005-2010 11

2.1. Las Energías Renovables en el marco de la UE: herramienta para un desarrollo energético sostenible 13

2.1.1 Las energías renovables como garantía de desarrollo sostenible 13
2.1.2. La política de fomento de las energías renovables en la Unión Europea 15

2.2. El Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010: Necesidades de revisión 18

2.3. Condicionamientos de carácter medioambiental 22

2.3.1. El papel de las energías renovables en la lucha contra el cambio climático 22
2.3.2. Otros efectos medioambientales del sistema energético: las energías renovables como la alternativa de menor impacto 23

2.4. Factores socio-económicos: competitividad, empleo y desarrollo regional 25

2.5. Análisis de Escenarios 27

3.- ANÁLISIS SECTORIAL 33

3.1. Sector Eólico 35

3.1.1. Situación en la Unión Europea 37
3.1.2. Análisis del Área Eólica 38
3.1.3. Medidas 57
3.1.4. Objetivos 2010 60
3.1.5. El Sector Industrial en España 66
3.1.6. Líneas de Innovación Tecnológica 67

3.2. Sector Hidroeléctrico 69

3.2.1. Situación en la Unión Europea. 71
3.2.2. Análisis del Área Hidroeléctrica 73
3.2.3. Medidas 86
3.2.4. Objetivos 2010 88
3.2.5. El Sector Industrial en España 94
3.2.6. Líneas de Innovación Tecnológica 95

3.3. Sector Solar Térmico 97

3.3.1. Situación en la Unión Europea 99
3.3.2. Análisis del Área Solar Térmica 101
3.3.3. Medidas 115
3.3.4. Objetivos 2010 117

PÁG

3.3.5. Sector Industrial 123
3.3.6. Líneas de Innovación tecnológica 125

3.4. Sector Termoeléctrico 129

3.4.1. Situación en el mundo 131
3.4.2. Análisis del Área Solar Termoeléctrica 133
3.4.3. Medidas 144
3.4.4. Objetivos 2010 145
3.4.5. Sector Industrial 149
3.4.6. Líneas de Innovación tecnológica 152

3.5. Sector Solar Fotovoltaico 155

3.5.1. Situación en la Unión Europea 158
3.5.2. Análisis del Área Solar Fotovoltaica 159
3.5.3. Medidas 175
3.5.4. Objetivos 2010 177
3.5.5. Sector Industrial 183
3.5.6. Líneas de Innovación tecnológica 185

3.6. Área de la Biomasa 187

3.6.1. Situación en la Unión Europea 189
3.6.2. Análisis del Área de la Biomasa 190
3.6.3. Medidas 216
3.6.4. Objetivos 2010 222
3.6.5. Sector Industrial 228
3.6.6. Líneas de Innovación Tecnológica 228

3.7. Área del Biogás 231

3.7.1. Situación en la Unión Europea 233
3.7.2. Análisis del Área del Biogás 234
3.7.3. Medidas 240
3.7.4. Objetivos 2010 243
3.7.5. El Sector Industrial en España 244
3.7.6. Líneas de Innovación Tecnológica 245

3.8. Área de los Biocarburantes 247

3.8.1. Situación en la Unión Europea 249
3.8.2. Análisis del Área de Biocarburantes 250
3.8.3. Medidas 258
3.8.4. Objetivos 2010 261
3.8.5. Sector Industrial 263
3.8.6. Líneas de Innovación Tecnológica 263

4.- FINANCIACIÓN 265

4.1. Introducción 267

4.2. Análisis económico-financiero del Plan de Inversiones 268

4.3. Ayudas públicas requeridas por el Plan 271

4.4. Desarrollo global de la financiación del Plan 272

4.5. Proyectos tipo por tecnologías 275

PÁG

5.- INTEGRACIÓN DE LOS OBJETIVOS DEL PER EN EL CONTEXTO ENERGÉTICO. EFECTOS POSITIVOS DEL PLAN 307

5.1. El marco energético de referencia 309

5.2. Evolución del consumo y la intensidad energética en España 311

5.3. Evolución reciente de las energías renovables: Situación del Plan de Fomento a finales de 2004 314

5.4. Nuevos escenarios energéticos y de Energías Renovables. El escenario del Plan de Energías Renovables 2005-2010 318

5.5. Síntesis de objetivos por áreas del Plan de Energías Renovables 2005-2010 321

5.5.1. La componente energética del Plan 321
5.5.2. Inversiones asociadas 326
5.5.3. Ayudas Públicas requeridas por el Plan 326

5.6. Efectos positivos del Plan 327

5.6.1. Diversificación energética 327
5.6.2. Medioambientales 329
5.6.3. Socioeconómicos 331

6.- SEGUIMIENTO Y CONTROL DEL PLAN 333

6.1. Antecedentes 335

6.2. Metodología para el seguimiento y control del Plan de Energías Renovables en España 2005-2010 336

ANEXO: 337

I.- Unidades y factores de conversión 339

INTRODUCCIÓN

CAPÍTULO 1

PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA 2005-2010

1.- INTRODUCCIÓN

España mantiene desde hace tres lustros un notorio crecimiento del consumo de energía y de la intensidad energética[1]. Nuestra creciente y excesiva dependencia energética exterior —cercana al 80% en los últimos años— y la necesidad de preservar el medio ambiente y asegurar un desarrollo sostenible, obligan al fomento de fórmulas eficaces para un uso eficiente de la energía y la utilización de fuentes limpias. Por tanto, el crecimiento sustancial de las fuentes renovables, junto a una importante mejora de la eficiencia energética, responde a motivos de estrategia económica, social y medioambiental, además de ser básico para cumplir los compromisos internacionales en materia de medio ambiente.

El Plan de Energías Renovables en España (PER) 2005-2010, que aquí se presenta, constituye la revisión del Plan de Fomento de las Energías Renovables en España 2000-2010[2] hasta ahora vigente. Con esta revisión, se trata de mantener el compromiso de cubrir con fuentes renovables al menos el 12% del consumo total de energía en 2010, objetivo que informa las políticas de fomento de las energías renovables en la Unión Europea desde la aprobación del Libro Blanco[3] en 1997, y que en España fue establecido por la Ley del Sector Eléctrico[4] y dio lugar al mencionado Plan de Fomento. Así mismo, este PER 2005-2010 incorpora los otros dos objetivos indicativos para el año 2010 —29,4% de generación eléctrica con renovables y 5,75% de biocarburantes en transporte— adoptados con posterioridad al anterior plan.

En su día, el Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010, definió unos objetivos por áreas que permitían alcanzar en 2010 el objetivo de referencia del 12%, de acuerdo con un escenario de ahorro para la evolución energética general al que se asociaron esos objetivos.

Ahora bien, desde la aprobación de ese plan, hasta finales de 2004, el consumo global de energías renovables ha aumentado en España en dos millones setecientas mil toneladas equivalentes de petróleo (tep) anuales, un crecimiento significativo, aunque insuficiente para alcanzar los objetivos fijados. A finales de 2004, se había alcanzado un cumplimiento acumulado del 28,4% sobre el objetivo global de incremento de las fuentes renovables previsto para 2010.

Por otro lado, durante estos años, el consumo de energía primaria y la intensidad energética han crecido muy por encima de lo previsto, en gran medida inducido por el importante incremento de la demanda eléctrica y del consumo de carburantes para el transporte. Un crecimiento que es muy superior al deseable y que dificulta además, de manera indirecta, el cumplimiento del objetivo relativo de cobertura con recursos renovables, al aumentar el peso de la demanda primaria que debe ser cubierto con dichos recursos. En este sentido, la presente revisión coincide con la elaboración de un "Plan de Acción 2005-2007", que plantea las líneas prioritarias de actuación para el lanzamiento de las medidas contempladas en la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012 (E4) durante los próximos años.

Así las cosas, en el ecuador del Plan de Fomento aprobado en 1999, con un crecimiento global de las energías renovables sensiblemente inferior al previsto, y con unos incrementos del consumo de energía notablemente superiores, a finales de 2004 la contribución porcentual de

[1] A nivel global de una economía, relación entre el consumo de energía (tanto primaria, como final) y el Producto Interior Bruto (PIB), medido en moneda constante cuando se analizan evoluciones.
[2] Aprobado por acuerdo del Consejo de Ministros el 30 de diciembre de 1999.
[3] Comunicación de la Comisión: Energía para el futuro: Fuentes de Energía Renovables. Libro Blanco para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios (Documento COM (97) 599 final). Bruselas, 26.11.1997.
[4] Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

las energías renovables al consumo de energía primaria tan sólo había aumentado unas décimas con respecto a 1998, año de referencia del Plan de Fomento.

Procede, por tanto, la revisión del plan hasta ahora vigente y la elaboración de uno nuevo, con el diseño de nuevos escenarios y el establecimiento de objetivos acordes con las actuales perspectivas. A ello responde este documento con el Plan de Energías Renovables en España 2005-2010, elaborado por el IDAE —constituido desde la aprobación del anterior en Oficina del Plan y responsable de su seguimiento— siguiendo las orientaciones de la Secretaría General de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

Además, deben también considerarse los nuevos compromisos de carácter medioambiental, muy especialmente los derivados del *Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión 2005-2007 (PNA)*, aprobado mediante Real Decreto 1866/2004, de 6 de septiembre[5], y en general los relativos al cumplimiento del Protocolo de Kioto, que entró en vigor el 16 de febrero de 2005.

La lucha contra el cambio climático constituye una prioridad política en materia de medio ambiente, tanto para la Unión Europea como para España, y como tal forma parte de las correspondientes *Estrategias* para un Desarrollo Sostenible. En este contexto, la Directiva 2003/87/CE, modificada por la Directiva 2004/101/CE, establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad, comercio que en España ha sido regulado a través del Real Decreto Ley 5/2004, del mencionado PNA 2005-2007 y, más recientemente, a través de la Ley 1/2005, de 9 de marzo.

Las plantas de generación eléctrica que utilizan recursos renovables no están cubiertas por esta Directiva, ya que sólo afecta a las instalaciones que emiten CO_2. Es necesario recordar en este sentido las ventajas medioambientales que ofrecen las energías renovables frente a los recursos fósiles: un mayor empleo de fuentes renovables reduce la contribución del sistema energético al efecto invernadero y minimiza, en general, las externalidades en los procesos de generación de energía eléctrica, que incluyen costes no imputados al precio del kilovatio hora.

Las fuentes de energías renovables sí se incorporan en el PNA 2005-2007 como instrumento fundamental para la reducción de las emisiones de CO_2 en los sectores difusos, que no están cubiertos por la Directiva. El propio PNA ya anticipaba la necesidad de revisar los objetivos del Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010 en lo relativo al uso de biocarburantes para el transporte, con vistas a alcanzar los valores de consumo establecidos para los años 2005 y 2010 por la Directiva europea 2003/30/CE sobre biocarburantes, que se transpone a nuestra legislación a través del Real Decreto 1700/2003, de 15 de diciembre.

En definitiva, durante la evaluación realizada para la elaboración del PER 2005-2010, se ha tratado de reforzar la coordinación en los tres ámbitos de planificación hasta ahora mencionados —energías renovables, eficiencia energética y lucha contra el cambio climático— buscando en todo momento la máxima eficacia y coherencia de objetivos e instrumentos y manteniendo en lo posible los compromisos anteriormente adquiridos.

Como quiera que el análisis del consumo de energía y de los factores que inciden en él, junto a la formulación de escenarios, resultan básicos para vislumbrar la posible evolución futura y establecer e integrar los objetivos de la política energética de acuerdo con las perspectivas de evolución de la estructura energética general, para la elaboración de este Plan se ha llevado a cabo un estudio específico sobre los diversos escenarios que cabría considerar[6].

En el citado estudio, se han analizado dos escenarios energéticos generales (denominados Escenario Tendencial y Escenario de Eficiencia) y otros tres escenarios de desarrollo de las energías renovables (Actual, Probable y Optimista), habiéndose elegido como referencia para

[3] El Real Decreto 60/2005, de 21 de enero, aprobó la asignación individualizada definitiva de derechos de emisión para las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación del RDL 5/2004, así como los ajustes técnicos requeridos en el RD 1866/2004.

[6] "Escenarios de Energías Renovables 2005-2010", estudio complementario elaborado por el IDAE.

el establecimiento de objetivos del Plan, el escenario energético "Tendencial", y como escenario de energías renovables, el llamado "Probable", cuyos objetivos dan cuerpo a este Plan de Energías Renovables 2005-2010. En el presente documento se incluye solamente una breve descripción —en los capítulos 2 y 5— del análisis de escenarios realizado.

Como puede comprobarse, el resultado final de la evaluación realizada de acuerdo con los escenarios elegidos, permite alcanzar el objetivo de cobertura de las energías renovables sobre el consumo de energía primaria para 2010(12,1%).

En lo que corresponde a la producción eléctrica, la generación con renovables alcanza el 30,3% del consumo bruto de electricidad en 2010, cumpliendo así con el objetivo indicativo fijado para España en la Directiva europea (29,4%), con una contribución muy destacable de la energía eólica.

En relación con el consumo previsto de biocarburantes, superior a 2 millones de tep en 2010, representa el 5,83% del consumo de gasolina y gasóleo previsto para el transporte en ese mismo año, algo por encima del objetivo indicativo señalado en la Directiva sobre el uso de biocarburantes (5,75% en 2010).

Respecto a la estructura del documento, tras esta introducción se repasa, en primer lugar, el entorno normativo y las consideraciones de índole socio-económica que condicionan y justifican la presente revisión. Destaca en este apartado la plena sintonía de la presente propuesta con la política de la Unión Europea en materia energética y medioambiental y los favorables efectos asociados al desarrollo del Plan en términos de competitividad y empleo.

Posteriormente, en el Capítulo 3 se incluye un exhaustivo análisis de las diferentes tecnologías consideradas, repasando en cada caso la situación existente en otros países del entorno europeo y evaluando los requerimientos necesarios para superar las principales barreras que frenan su desarrollo en España. Se formulan propuestas concretas de actuación y se definen los objetivos de cada área para el año 2010 que, en la mayoría de los casos, difieren de los objetivos que habían sido establecidos en el Plan de Fomento de las Energías Renovables vigente hasta ahora. Dicha revisión de objetivos, globalmente al alza, resulta particularmente destacable en el área eólica, así como en solar fotovoltaica y biocarburantes y, en menor medida, en solar termoeléctrica y biogás. Así mismo, se hace un repaso de la situación del sector industrial en España y se apuntan líneas de innovación tecnológica

En el ámbito eléctrico, considerando las particularidades relacionadas con la integración de la generación eólica en el sistema y la experiencia concreta de nuestro país en este campo, será necesario establecer un marco de evaluación conjunta, en el que participen las principales partes implicadas (promotores eólicos, Red Eléctrica, Ministerio de Industria, y las respectivas Consejerías de las Comunidades Autónomas junto con el IDAE), para analizar los requerimientos de planificación al 2010. En este sentido, es recomendable también la puesta en marcha de programas de Gestión de la Demanda, dirigidos a moderar los consumos eléctricos y evitar las puntas en la curva de carga, metas plenamente justificadas en términos de eficiencia energética y convenientes también para facilitar dicha integración.

Los aspectos económicos y financieros son analizados en el Capítulo 4, estableciéndose una serie de ***casos tipo*** en cada área con vistas a evaluar los principales parámetros económicos de las instalaciones, realizar un análisis económico financiero del Plan de Inversiones y evaluar las Ayudas Públicas requeridas por el Plan. Hay que recordar en este sentido que la aprobación del Real Decreto 436/2004, que fija la metodología para la actualización del régimen económico de la producción eléctrica en régimen especial, ha supuesto unas mejoras que en algunos casos, como en biomasa, siguen siendo insuficientes para alcanzar umbrales de rentabilidad. Por ello, junto a propuestas concretas de actuación, en esta área se proponen modificaciones al alza en la remuneración.

A continuación, el Capítulo 5 presenta la integración del Plan en el contexto energético, incluyendo las claves del escenario en el que se enmarca el PER 2005-2010, una síntesis de los objetivos definidos para cada área renovable —y de su integración en el mencionado

escenario—, así como de las inversiones previstas y de las ayudas requeridas. Se presenta, igualmente, la evaluación de algunos de los efectos positivos asociados al Plan.

Finalmente, se incluye un Capítulo sobre el Seguimiento y Control del Plan y un Anexo con unidades y factores de conversión.

En definitiva, **el presente Plan de Energías Renovables 2005-2010 se ha desarrollado para dar respuesta a los requerimientos de evaluación y revisión de la planificación existente en las diferentes áreas renovables a la luz de la evolución registrada durante los últimos años**. Se persigue así reforzar un importante eslabón de la política energética y facilitar, al mismo tiempo, **el cumplimiento de determinados compromisos medioambientales**, en especial los asociados al Protocolo de Kioto dado su favorable impacto en este ámbito. Todo ello, **impulsando un tejido industrial de importancia estratégica para España**, con indudables posibilidades de proyección exterior y **que contribuirá eficazmente a la cohesión económica y social y a un desarrollo económico sostenible.**

JUSTIFICACIÓN Y OBJETO DEL PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA (PER) 2005-2010

CAPÍTULO 2

PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA 2005-2010

2.1. Las Energías Renovables en el marco de la UE: herramienta para un desarrollo energético sostenible

2.1.1. Las energías renovables como garantía de desarrollo sostenible

El modelo de desarrollo económico actual, basado en el uso intensivo de recursos energéticos de origen fósil, provoca impactos medioambientales negativos y desequilibrios socioeconómicos que obligan a definir un nuevo modelo de desarrollo *sostenible*.

El concepto de desarrollo sostenible fue acuñado por el Informe Brundtland, en 1987, como "el desarrollo que satisface las necesidades del presente sin comprometer la capacidad de las futuras generaciones para satisfacer sus propias necesidades". En definitiva, el desarrollo sostenible es aquél que trata de garantizar tres objetivos principales de manera simultánea: el crecimiento económico, el progreso social y el uso racional de los recursos.

La traducción de la definición anterior a los mercados energéticos lleva a definir un modelo energético sostenible como aquél que permite satisfacer las necesidades energéticas presentes sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras de satisfacer sus propias necesidades de energía y sin comprometer, igualmente, el acceso a la energía de determinados colectivos, grupos de población o, a nivel agregado, de los países en desarrollo. Resulta evidente que el nivel de consumo actual de los países desarrollados no permite asegurar el abastecimiento futuro de energía ni facilita el acceso a la energía de los países en desarrollo.

Entre las políticas que pueden articularse para asegurar la sostenibilidad del modelo energético, la política de fomento de las energías renovables se cuenta entre las principales.

Los tres objetivos anteriores, que deben alcanzarse de manera simultánea, se corresponden con las tres dimensiones bajo las que debe analizarse el modelo de desarrollo para determinar si garantiza la sostenibilidad en el largo plazo: la dimensión económica —el modelo de desarrollo debe garantizar el crecimiento económico—, la dimensión social —debe garantizar el progreso social— y la dimensión medioambiental —debe garantizar la efectiva protección del medio ambiente y el uso racional de los recursos.

Bajo estas tres dimensiones puede analizarse, igualmente, el modelo energético: la dimensión económica, la dimensión social y la dimensión medioambiental. Cabe señalar, en este sentido, algunas relaciones entre el consumo de energía, desarrollo económico y progreso social, y algunos de los principales impactos medioambientales derivados de la producción y consumo de energía. En los epígrafes 2.3 y 2.4 de este mismo capítulo, se abordarán con mayor amplitud estos tres enfoques, bajo los que puede concluirse que la política de fomento de las energías renovables resulta fundamental para garantizar la sostenibilidad del modelo energético.

La energía es un insumo fundamental de los procesos productivos y un consumo necesario para asegurar la movilidad y las condiciones adecuadas de habitabilidad en las viviendas y edificios de uso público. Existe una relación clara entre consumo de energía y desarrollo económico y, asimismo, entre consumo de energía y calidad de vida. Por lo tanto, es condición necesaria para garantizar el desarrollo sostenible y, en su vertiente económica, el desarrollo económico, garantizar el suministro energético estable y de calidad.

Las energías renovables contribuyen decisivamente a la garantía del suministro energético a largo plazo en tanto que fuentes energéticas autóctonas e inagotables. La excesiva tasa de dependencia energética exterior de nuestro país (cercana al 80% en los últimos años) y de la Unión Europea en su conjunto (en tasas del orden del 50%) provoca riesgos macroeconómicos derivados de posibles restricciones de la oferta de petróleo por parte de los países productores. El recurso a las energías renovables permite reducir la dependencia energética exterior contribuyendo a asegurar el suministro futuro.

El crecimiento económico es condición necesaria, aunque no suficiente, para asegurar el progreso social. El acceso a la energía en condiciones adecuadas de calidad y precio para toda la población es un requisito necesario para la garantía del bienestar social. No obstante, el acceso a la energía en condiciones de precio adecuadas no resulta posible a largo plazo en un modelo energético poco diversificado y excesivamente dependiente del petróleo. De nuevo, las energías renovables constituyen una opción eficiente de garantía de la oferta energética en el largo plazo.

Por otra parte, la contribución a la creación de empleo y a la mejora de la competitividad industrial de las energías renovables es una razón adicional que apunta a la necesidad de potenciar las políticas de fomento de estas energías para asegurar, a largo plazo, el crecimiento económico.

La creación de empleo derivada de las inversiones en producción y nuevos aprovechamientos de recursos energéticos de origen renovable se localiza, especialmente, en zonas rurales y dispersas —las inversiones y el empleo se localizan allí donde se localiza el recurso—, por lo que puede afirmarse que las energías renovables contribuyen a la ocupación equilibrada del territorio y al desarrollo rural. En el caso de la biomasa (una de las áreas en las que este Plan concentra los esfuerzos financieros y tecnológicos que deberán ser abordados desde los poderes públicos), los nuevos cultivos energéticos permitirán la recuperación de tierras agrícolas abandonadas.

El uso creciente de energías renovables en las ciudades también mejora la calidad de vida por reducción de las emisiones derivadas de la combustión de fuentes fósiles. Especialmente, debido a la utilización de colectores solares térmicos en los edificios o de biocarburantes en el sector del transporte, área esta última cuyo objetivo se revisa al alza en este nuevo Plan con respecto al aprobado en diciembre de 1999. El aumento del ozono troposférico es factor desencadenante, en los grandes núcleos de población, de graves enfermedades respiratorias que afectan a la población; la mejora de la calidad de vida por mejora de la calidad del aire en los núcleos urbanos contribuye al incremento del bienestar social.

Por último, y no por ello menos importante, las energías renovables posibilitan la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y, por lo tanto, la reducción de los daños derivados del cambio climático. Los daños medioambientales que se derivan del cambio climático tienen carácter global y afectan, por lo tanto, a toda la población (y no sólo a aquélla que se localiza en las proximidades de los centros de producción y consumo de energía); y afectan, no sólo a la generación presente, sino a las futuras generaciones. Es preciso, por tanto, como la propia *Estrategia de la Unión Europea para un Desarrollo Sostenible*[7] señala, limitar el cambio climático.

Más del 75% de las emisiones de los seis gases de efecto invernadero contemplados por el Protocolo de Kioto tienen origen energético (concretamente, el 78% de acuerdo con los datos del inventario de emisiones correspondiente al año 2002 publicado por el Ministerio de Medio Ambiente). Pero con ser importante, el cambio climático no es el único impacto medioambiental negativo derivado del uso creciente de fuentes energéticas no renovables. La generación eléctrica en plantas de carbón, fuel o gas natural produce la emisión a la atmósfera de compuestos contaminantes diversos, óxidos de azufre, de nitrógeno, compuestos orgánicos volátiles, responsables de diferentes daños medioambientales: acidificación, disminución de la capa de ozono —por emisión de halones o CFC's de los sistemas que utilizan fuelóleo—, eutrofización de las aguas de los ríos, niebla fotoquímica y contaminación por emisión de sustancias carcinógenas. Estos impactos sobre el medio ambiente provocan el deterioro de los ecosistemas naturales y la pérdida de biodiversidad, además de daños sobre la salud humana, por lo que, en última instancia, de nuevo, producen un deterioro del bienestar social.

[7] Comunicación de la Comisión: *Desarrollo sostenible en Europa para un mundo mejor: Estrategia de la Unión Europea para un desarrollo sostenible*. COM(2001) 264 final. Bruselas, 15.5.2001.

Estos impactos medioambientales constituyen externalidades o costes externos no incorporados en el precio de los productos energéticos. El IDAE ha coordinado un estudio de investigación de los impactos medioambientales de la producción eléctrica y del correspondiente coste económico ocasionado por kilovatio hora generado mediante diferentes tecnologías. Los resultados resultan claramente favorables para las tecnologías de generación eléctrica que utilizan fuentes renovables[8].

2.1.2. La política de fomento de las energías renovables en la Unión Europea

La política de apoyo a las energías renovables de la Unión Europea tiene como base el Libro Blanco de las Energías Renovables publicado por la Comisión Europea en noviembre de 1997[9]. El Libro Blanco, después de un amplio debate público iniciado por la publicación de un Libro Verde en noviembre de 1996[10], adoptó como objetivo, para la Unión Europea en su conjunto, que las fuentes de energía renovables cubrieran un 12% del total de la demanda energética en el año 2010.

El Libro Blanco de las Energías Renovables señalaba que la principal contribución al crecimiento de las fuentes de energía renovables en la Unión Europea podría provenir de la biomasa, e incluía una serie de medidas prioritarias conducentes a salvar los obstáculos de acceso al mercado de las energías renovables.

Entre las medidas prioritarias señaladas por la Comisión Europea en el Libro Blanco, la primera se refiere al acceso de las fuentes de energía renovables a las redes eléctricas a tarifas no discriminatorias. El Libro Blanco anticipaba en este punto que la Comisión estaba examinando los distintos regímenes de apoyo a las energías renovables en los diferentes Estados miembros al objeto de proponer una Directiva que proporcionara un marco armonizado y garantizara que las energías renovables contribuyen adecuadamente al suministro global de electricidad, tanto a escala comunitaria como a nivel nacional. Esta Directiva fue, finalmente, aprobada en septiembre del año 2001, y exige a los Estados miembros el establecimiento de objetivos indicativos nacionales de consumo de electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en términos de porcentaje del consumo de electricidad. La propia Directiva proporciona valores de referencia para tales objetivos en el año 2010. Para la Unión Europea, el valor de referencia se sitúa en el 22% y, para España, en el 29,4%, un porcentaje igual al que había establecido el Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010 en diciembre de 1999.

El Libro Blanco proponía también medidas fiscales y financieras adecuadas para el fomento de las fuentes de energía renovables y anunciaba disposiciones para el fomento del uso de biocombustibles para el transporte y la producción de calor y electricidad. En este sentido, también el Parlamento Europeo y el Consejo han aprobado sendas Directivas. La primera, la Directiva 2003/30/CE, de 8 de mayo de 2003, relativa al fomento del uso de biocarburantes y otros combustibles renovables en el transporte, establece unos objetivos en términos de porcentajes mínimos de venta de biocarburantes en 2005 y 2010, respectivamente, del 2% y 5,75%. La segunda, la Directiva 2004/8/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de febrero de 2004, relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía.

[8] El estudio de investigación *Evaluación económica de los impactos medioambientales de la producción eléctrica* ha sido coordinado por el IDAE. En este estudio, desarrollado por el Grupo de Economía Ambiental de la Universidad de Alcalá de Henares y PERTEGAZ, S.L. —consultora especializada en medio ambiente y energía—, han participado 14 Gobiernos regionales, UNESA y la Asociación de Productores de Electricidad con Energía Renovable (APPA). Este trabajo se ha realizado sobre la base de un estudio previo, publicado en el año 2000, bajo el título *Impactos Ambientales de la Producción Eléctrica: Análisis de Ciclo de Vida de ocho tecnologías de generación eléctrica*. En este trabajo previo, se cuantificaban los daños medioambientales derivados de la producción de energía eléctrica, pero no se evaluaban en términos monetarios. La evaluación monetaria del daño medioambiental es un paso previo necesario para la eventual definición de instrumentos de internalización de costes externos en el precio de los productos energéticos.

[9] Comunicación de la Comisión: *Energía para el futuro: Fuentes de energía renovables, Libro Blanco para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios*. COM(97) 599 final. Bruselas, 26.11.1997.

[10] COM(96) 576 final. Bruselas, 20.11.1996.

La cogeneración y la sustitución de combustibles fósiles en las centrales de carbón se proponen en el Libro Blanco como medidas que deben promoverse activamente para desarrollar los mercados de la biomasa sólida, además de la facilitación del acceso a los combustibles derivados de desechos mejorados como las virutas de madera, y la explotación más intensiva de los residuos resultantes de la explotación forestal y las industrias de la madera y el papel. El Libro Blanco recoge también un bloque de medidas tendentes a promover la utilización de las fuentes de energía renovables en el sector de la construcción y la integración de sistemas solares, térmicos y fotovoltaicos, en los edificios.

La necesidad de fomentar el desarrollo de las energías renovables debe informar también otras políticas comunitarias, además de formar parte de una estrategia política propia en materia de energía. De acuerdo con el Libro Blanco, el necesario fomento de las energías renovables debe tenerse en cuenta en el diseño de la política comunitaria en materia de medio ambiente, en materia de crecimiento, competitividad y empleo, en materia de competencia, en materia de investigación, desarrollo tecnológico y demostración y, especialmente, en el marco del diseño de la política agrícola común y de desarrollo rural.

La *Campaña para el despegue de las fuentes de energía renovables* (*Campaign for Take-Off*), incluida en el propio Libro Blanco, identificaba una serie de prioridades con el objetivo de acelerar el desarrollo de la Estrategia recogida en el Libro Blanco en los primeros años de aplicación, hasta el año 2003. La Campaña identificaba tres sectores clave (solar, eólico y biomasa) y fijaba objetivos para el año 2003: 1.000.000 de sistemas fotovoltaicos (1.000 MWp), 650.000 en la Unión Europea y 350.000 en la forma de exportaciones a países en desarrollo, y 15 millones de metros cuadrados de colectores solares; 10.000 MW eólicos; y, en el área de biomasa: 10.000 MW en instalaciones de cogeneración con biomasa, un millón de hogares calefactados con biomasa, 1.000 MW en instalaciones de biogás y 5 millones de toneladas de biocarburantes.

Las políticas de fomento de las energías renovables forman parte de la estrategia comunitaria de lucha contra el cambio climático y, concretamente, del Programa Europeo sobre el Cambio Climático[11]. Especial referencia merecen, en el marco de este programa, las iniciativas para el fomento del uso de biocombustibles en el transporte. Indudablemente, las energías renovables, al igual que la mejora de la eficiencia energética, son factores clave para el cumplimiento de los objetivos fijados para España por el Protocolo de Kioto y el posterior reparto de la carga entre los Estados miembros. También lo son, y así se reconoce en la propia *Estrategia de la Unión Europea para un desarrollo sostenible*, elementos fundamentales para garantizar la sostenibilidad del modelo de desarrollo económico.

En el año 2000, la Unión Europea presenta el Libro Verde *Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético* como una primera aproximación a una estrategia energética a largo plazo. En esta estrategia, la Comisión reconoce a las energías renovables como "la única fuente de energía en que la Unión Europea dispone de cierto margen de maniobra para aumentar la oferta".

La Comisión apuesta, en esta estrategia, por las políticas de demanda frente a las políticas de oferta, y llama la atención, así, sobre la necesidad de emprender acciones que permitan orientar la demanda hacia consumos más controlados y respetuosos con el medio ambiente. En el lado de la oferta energética, la prioridad la constituye el desarrollo de energías nuevas y renovables. De este modo, al objeto de potenciar el desarrollo de estas energías y, además de las medidas financieras tradicionales (ayudas estatales, desgravaciones fiscales,...), la Comisión Europea llega a apuntar otras posibles iniciativas más novedosas para favorecer el estímulo a las energías renovables, como que las energías rentables (petróleo, gas, energía nuclear), que se han beneficiado en el pasado de apoyos sistemáticos, financien el desarrollo de las energías renovables.

[11] Comunicación de la Comisión al Consejo y al Parlamento Europeo sobre Políticas y medidas de la UE para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero: Hacia un Programa Europeo sobre el Cambio Climático (PECC).

El Libro Verde sobre seguridad de abastecimiento insiste en los objetivos de consumo de biocarburantes y en la necesidad de reducir la diferencia entre los precios de los biocarburantes y los de los productos a los que sustituyen, mediante medidas de índole fiscal; propone, asimismo, la suscripción de acuerdos voluntarios con las compañías petroleras que faciliten la distribución a gran escala de estos productos. En el ámbito europeo hay dos directivas fundamentales para consolidar el desarrollo del sector. En primer lugar, la Directiva 2003/30/CE[12], relativa al fomento del uso de biocarburantes u otros combustibles renovables en el transporte, que establece unos objetivos indicativos, calculados sobre la base del contenido energético, del 2% a finales de 2005 y el 5,75% a finales de 2010, de la gasolina y el gasóleo comercializados con fines de transporte en los respectivos mercados nacionales —ya transpuesta a la legislación española—. En segundo lugar, la Directiva 2003/96/CE[13], por la que se reestructura el régimen comunitario de imposición de los productos energéticos y de la electricidad. Esta Directiva supone dar vía libre a la reducción de impuestos especiales a los biocarburantes producidos en instalaciones de carácter industrial, e incluso a la aplicación de un tipo cero. Esta posibilidad ya se había contemplado en España con la publicación a finales de 2002 de la Ley 53/2002, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social, en la que se reformaba la ley de impuestos especiales en lo referente a la fiscalidad de los biocarburantes.

Por otro lado, en septiembre de 2001, fue aprobada finalmente la 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. La Directiva tiene un doble objetivo; de una parte, fomentar un aumento de la contribución de las fuentes de energía renovables a la generación de electricidad en el mercado interior y, de otra, sentar las bases de un futuro marco comunitario para el mismo.

La Directiva aprobada obliga a los Estados miembros a fijar objetivos indicativos nacionales de consumo de electricidad renovable y a adoptar las medidas necesarias para alcanzar tales objetivos. Los Estados miembros están obligados, también, de acuerdo con la misma, a reducir los obstáculos al incremento de la producción de electricidad renovable y a racionalizar y agilizar los procedimientos administrativos de autorización de instalaciones de producción de electricidad renovable. En lo relativo al acceso a la red, los Estados miembros habrán de adoptar las medidas necesarias para que los operadores de los sistemas garanticen el transporte y la distribución de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables, y deberán exigir a los operadores de los sistemas de transporte y de distribución que establezcan y publiquen normas relativas a la asunción de los gastos de conexión a la red y refuerzo necesarios para la integración de un nuevo productor de electricidad renovable.

El objetivo de la Directiva es doble y, por lo tanto, no sólo fomentar el aumento de la contribución de las fuentes de energía renovables a la generación de electricidad, sino sentar las bases de un futuro marco comunitario de apoyo a las energías renovables. La Comisión ha examinado los sistemas de apoyo vigentes en los diferentes Estados miembros a la electricidad de origen renovable, pero la Directiva no propone la adopción de un sistema de apoyo determinado en todos los países de la Unión, ni hace una apuesta por la conveniencia de un sistema de apoyo frente a otro.

La Directiva reconoce que los Estados miembros aplican diferentes mecanismos de apoyo a escala nacional, como los *certificados verdes*, las ayudas a la inversión, las exenciones o desgravaciones fiscales, las devoluciones de impuestos y los sistemas de apoyo directo (vía tarifa) a los precios de la electricidad renovable. La Directiva señala que, para mantener la confianza de los inversores en nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica con fuentes renovables, debe garantizarse el correcto funcionamiento de los mecanismos de apoyo vigentes, cualesquiera que sean, antes de que entre en funcionamiento un marco comunitario de aplicación a todos los Estados miembros de la Unión. En este sentido, la Directiva obliga a la Comisión a presentar, a más tardar el 27 de octubre de 2005, un informe sobre la experiencia adquirida con respecto a la aplicación y existencia de los distintos

[12] Directiva 2003/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, del 8 de mayo de 2003, relativa al fomento del uso de biocarburantes u otros combustibles renovables en el transporte.

[13] Directiva 2003/96/CE del Consejo, de 27 de octubre de 2003, por la que se reestructura el régimen comunitario de imposición de los productos energéticos y de la electricidad.

mecanismos de apoyo vigentes, en el que se evalúen los resultados y el coste de los diferentes sistemas de apoyo. Eventualmente, la Comisión podría acompañar este informe de una propuesta de marco comunitario para los sistemas de apoyo a la electricidad renovable; en cualquier caso, aun en el supuesto de que la Comisión presentara en 2005 una propuesta de marco comunitario, están previstos unos períodos transitorios para los sistemas nacionales de apoyo ahora vigentes de, al menos, siete años, al objeto de mantener la confianza de los inversores nacionales en el mantenimiento en el medio plazo de un marco de apoyo estable y predecible.

La Directiva establece también que la electricidad de origen renovable debe garantizarse. Los Estados miembros, de acuerdo con el artículo 5 de la Directiva, deberán designar uno o varios organismos competentes, independientes de las actividades de generación y distribución, encargados de la expedición de las garantías de origen. Estas garantías de origen (o certificados de garantía del origen de la electricidad renovable) acreditan el origen renovable de la electricidad generada, y habrán de indicar la fuente de energía a partir de la cual se haya generado la electricidad, la fecha y lugar de generación y, en el caso de las centrales hidroeléctricas, indicarán también la capacidad de la planta. Estas garantías del origen servirán para que los productores de electricidad que utilicen fuentes de energía renovables puedan demostrar que la electricidad que venden ha sido generada a partir de fuentes de energía renovables, de acuerdo con la definición de la propia Directiva 2001/77/CE.

La Directiva 2001/77/CE está todavía pendiente de transposición al ordenamiento jurídico español, y constituye el principal referente normativo de la Unión Europea para la promoción de la electricidad renovable.

2.2. El Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010: Necesidades de revisión

El Plan de Energías Renovables en España (PER) 2005-2010, que aquí se presenta, constituye la revisión del Plan de Fomento de las Energías Renovables en España 2000-2010 hasta ahora vigente.

Con arreglo a las estipulaciones de la Ley del Sector Eléctrico, en diciembre de 1999 fue aprobado el Plan de Fomento de las Energías Renovables en España 2000-2010. En él se definieron unos objetivos por áreas que permitían alcanzar, en el año 2010, el objetivo general de que las fuentes renovables cubrieran como mínimo el 12% de la demanda total de energía primaria, de acuerdo con un escenario de ahorro para la evolución energética general al que se asociaron esos objetivos. El mencionado porcentaje, que fue propuesto en el Libro Blanco de las energías renovables de la Comisión Europea, publicado en 1997, y recogido en España en la citada ley, se ha convertido en referencia incuestionable para las políticas de promoción de las fuentes renovables en la Unión Europea.

Con la aprobación del Plan de Fomento, el IDAE quedó constituido como la Oficina del Plan, incluyendo entre sus funciones la de elaborar y elevar a la Secretaría General de Energía, del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio[14], una Memoria anual dentro del primer semestre de cada año. Hasta la fecha, el IDAE ha elaborado cuatro memorias de seguimiento, así como el "Balance del Plan de Fomento de las Energías Renovables en España durante el periodo 1999-2004"

La cuarta y última de esas memorias anuales ha sido la correspondiente al ejercicio 2003 (*Memoria 2003: Seguimiento y propuesta de acciones*), y en ella se concluía la necesidad de revisar el Plan de Fomento. Por su parte, el Balance del Plan de Fomento durante el periodo 1999-2004 señala que, desde la aprobación de ese Plan, hasta finales de 2004, el consumo

[14] Como resultado del R.D. 562/2004, de 19 de abril, que modifica la adscripción del IDAE, antes dependiente del Ministerio de Economía, a través de la Secretaría de Estado de Energía, Desarrollo Industrial y de la Pequeña y Mediana Empresa, y ahora dependiente del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, a través de la Secretaría General de Energía.

global de energías renovables ha aumentado en España en dos millones setecientas mil toneladas equivalentes de petróleo (tep) anuales, un crecimiento significativo, aunque insuficiente para alcanzar los ambiciosos objetivos fijados. A finales de 2004, se había alcanzado un cumplimiento acumulado del 28,4% sobre el objetivo global de incremento de las fuentes renovables previsto para 2010.

Tres fuentes renovables han evolucionado hasta la fecha de forma satisfactoria: eólica, biocarburantes y biogás. La energía minihidráulica avanza más despacio de lo previsto y áreas como la biomasa y las solares se están desarrollando sensiblemente por debajo del ritmo necesario para alcanzar los objetivos finales. Por lo que se refiere a la biomasa, el Balance del Plan de Fomento, citado anteriormente, señala la necesidad de introducir cambios urgentes y sustanciales en el marco en el que se desenvuelve, sin los cuales no sería posible alcanzar los objetivos a 2010[15].

Junto a la propia dinámica de seguimiento del Plan de Fomento de las Energías Renovables 1999-2010, que indica que las previsiones iniciales de crecimiento no se están cumpliendo, existen razones adicionales que aconsejan la mencionada revisión.

En primer lugar, el consumo de energía primaria[16] (y la intensidad energética) han crecido muy por encima de lo previsto en el escenario de ahorro al que se asociaron los objetivos del Plan de Fomento, en gran medida inducido por el importante incremento de la demanda eléctrica y del consumo de carburantes para el transporte. Y ello, por sí solo, obligaría a revisar al alza el crecimiento previsto de las energías renovables por el Plan de Fomento para alcanzar el 12% en el año 2010. Ante esta situación, la Subdirección General de Planificación Energética del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, ha elaborado unos nuevos escenarios de previsión energética[17] que es necesario considerar en la presente planificación, y en los que el consumo de energía primaria del año 2010 se sitúa claramente por encima del previsto en el Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010.

Igualmente, conviene señalar que la presente revisión coincide con la elaboración de un "Plan de Acción 2005–2007", que plantea las líneas prioritarias de actuación para el lanzamiento de las medidas contempladas en la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012 (E4) durante los próximos años.

En segundo lugar, tras la aprobación del Plan de Fomento han sido establecidos otros dos objetivos indicativos que hacen referencia a la generación de electricidad con fuentes renovables y al consumo de biocarburantes, que es necesario contemplar en este nuevo Plan:

- La Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001, cuya transposición se encuentra en fase de trámite, contempla una serie de actuaciones, tanto por parte de los Estados miembros, como por parte de la Comisión Europea, para promocionar la electricidad generada con fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad. Esta directiva establece unos objetivos indicativos nacionales para 2010 que, en el caso de España, suponen que la electricidad generada con estas fuentes en ese año alcance el 29,4% del consumo nacional bruto de electricidad.

- La Directiva 2003/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, del 8 de mayo de 2003, relativa al fomento del uso de biocarburantes u otros combustibles renovables en el transporte, establece unos objetivos indicativos, calculados sobre la base del

[15] Los objetivos de incremento del consumo de biomasa (tanto para usos térmicos como eléctricos) suponían, en el Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010, un 63% del objetivo global de incremento del consumo de fuentes de energía renovables, mientras que a finales de 2004 el grado de avance para esta área se situaba en el 9,0%.
[16] Entre los años 2000 y 2004, la tasa de crecimiento media de los consumos de energía primaria ha superado el 3,2% anual.
[17] Ver epígrafe 2.5 y capítulo 5

contenido energético, del 2% a finales de 2005 y el 5,75% a finales de 2010, de la gasolina y el gasóleo comercializados con fines de transporte en los respectivos mercados nacionales. La directiva ha sido transpuesta a la legislación española a través del Real Decreto 1700/2003, de 15 de diciembre.

Finalmente, deben también considerarse las ventajas de las energías renovables ante los nuevos compromisos de carácter medioambiental, muy especialmente los derivados del Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión (PNA), recientemente aprobado por el Gobierno y, en general, los relativos al cumplimiento del Protocolo de Kyoto, en vigor desde el 16 de febrero de 2005.

Las fuentes de energías renovables se incorporan en el PNA 2005-2007 como instrumento fundamental para la reducción de las emisiones de CO_2 en los sectores difusos, que no están cubiertos por la Directiva. El propio PNA ya anticipaba la necesidad de revisar los objetivos del Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010 en lo relativo al uso de biocarburantes para el transporte, con vistas a alcanzar los valores de consumo establecidos para los años 2005 y 2010 por la Directiva europea 2003/30/CE sobre biocarburantes, que se transpone a nuestra legislación a través del Real Decreto 1700/2003, de 15 de diciembre.

Por todo ello, durante la evaluación realizada para la elaboración del PER 2005-2010, se ha tratado de reforzar la coordinación en los tres ámbitos de planificación que se han mencionado —energías renovables, eficiencia energética y lucha contra el cambio climático—, buscando en todo momento la máxima eficacia y coherencia de objetivos e instrumentos y manteniendo en lo posible los compromisos anteriormente adquiridos.

La tabla siguiente resume área por área los objetivos del Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010, los resultados alcanzados en el periodo 2000-2004 y, en base a ellos, una estimación cualitativa del grado de cumplimiento.

Como puede comprobarse, los resultados y el grado de cumplimiento resultan dispares según el área de que se trate y confirman, como conclusión general, la conveniencia de proceder a la revisión del plan hasta ahora vigente. Como se ha comentado, tan sólo tres áreas renovables han evolucionado de forma satisfactoria en relación con los objetivos establecidos: eólica, biocarburantes y biogás. La energía minihidráulica avanza más despacio de lo previsto. La biomasa está experimentando un desarrollo muy inferior al que requiere y, dada la importancia relativa de sus objetivos —el 63% del crecimiento previsto, en términos de energía primaria, de todas las energías renovables durante la vigencia del Plan—, condicionaba seriamente las posibilidades de cumplimiento de los objetivos del Plan de Fomento. Por su parte, las áreas solares se están desarrollando sensiblemente por debajo del ritmo necesario para alcanzar los objetivos finales, aunque se atisban posibilidades de mejora.

OBJETIVOS DE INCREMENTO DEL ANTERIOR PLAN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA Y RESULTADOS ALCANZADOS EN EL PERIODO 1999-2004

	Objetivos de Incremento del Plan de Fomento Periodo 1999-2010	Resultados 1999 - 2004	Comentarios
ÁREAS ELÉCTRICAS			
	Producción en términos de energía primaria Ktep		
Minihidráulica (≤ 10 MW)	192	64	Evolución más lenta de lo previsto.
Hidráulica (entre 10 y 50 MW)	60	7	Evolución más lenta de lo previsto.
Eólica	1.680	1.511	Fuerte crecimiento.
Biomasa	5.100	469	Muy por debajo de los objetivos.
Biogás	150	186	Fuerte incremento, por encima de los objetivos.
Solar Fotovoltaica	17	4	Muy por debajo de los objetivos.
Solar Termoeléctrica	180	0	No ha habido desarrollos, pero abiertas expectativas.
Residuos Sólidos Urbanos	436	134	Evolución más lenta de lo previsto.
TOTAL ÁREAS ELÉCTRICAS	**7.816**	**2.375**	
ÁREAS TÉRMICAS			
Solar Térmica (Baja Temperatura)	309	25	Muy por debajo de los objetivos.
Biomasa	900	69	Muy por debajo de los objetivos.
Geotermia	0	4	-
TOTAL ÁREAS TÉRMICAS	**1.209**	**98**	
BIOCARBURANTES (TRANSPORTE)			
Biocarburantes	500	228	Buen ritmo de crecimiento.
TOTAL BIOCARBURANTES	**500**	**228**	
TOTAL ENERGÍAS RENOVABLES	**9.525**	**2.701**	

2.3. Condicionamientos de carácter medioambiental

2.3.1. El papel de las energías renovables en la lucha contra el cambio climático

El principal condicionamiento de carácter medioambiental para la redacción de un nuevo Plan de Energías Renovables es la necesidad de limitar el cambio climático. Los compromisos internacionales adquiridos por España con la firma (y posterior ratificación por unanimidad del Congreso de los Diputados) del Protocolo de Kioto ya informaron el Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010, que fue aprobado en diciembre de 1999.

El Protocolo de Kioto, acuerdo adoptado en diciembre de 1997 en la 3ª Conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, establece en algo más de un 5% la reducción global de las emisiones de los seis principales gases de efecto invernadero (GEI) en el período de compromiso 2008-2012 respecto a los valores de 1990. Los objetivos individuales de reducción de las emisiones de GEI por países se determinaron teniendo en cuenta la necesidad de mantener un crecimiento económico sostenible, así como la disponibilidad de tecnologías en cada uno de los Estados, de tal forma que, para la Unión Europea, el objetivo de reducción quedó establecido en el 8%, para EE.UU. en el 7% y para Japón en el 6%.

La Convención Marco sobre Cambio Climático y el Protocolo de Kioto, que ha entrado en vigor el presente año[18], han reconocido expresamente lo que se ha dado en llamar la *burbuja comunitaria*, dentro de la cual España tiene limitado el crecimiento de las emisiones de los seis gases de efecto invernadero considerados en el Protocolo en un 15% en el período de referencia 2008-2012 respecto a las emisiones de 1990. De acuerdo con las cifras del inventario de gases de efecto invernadero correspondiente a 2002, el aumento de las emisiones superaba ya a finales de ese año el 39%. Con independencia del régimen sancionador diseñado para todas las Partes firmantes del Protocolo, los Estados europeos están sometidos a la disciplina comunitaria y deben asegurar el cumplimiento de los acuerdos alcanzados en las instituciones de la Unión Europea.

La lucha contra el cambio climático constituye una prioridad política para la Unión Europea en materia de medio ambiente y como tal forma parte de la *Estrategia de la Unión Europea para un Desarrollo Sostenible*. Con el objetivo, entre otros, de ayudar a cumplir con las obligaciones derivadas de la Convención Marco de Cambio Climático y el Protocolo de Kioto, el Consejo y el Parlamento Europeo adoptaron en octubre de 2003 la Directiva 2003/87/CE —modificada por la 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 y por la que se modifica la Directiva 96/61 (Directiva IPPC).

La nueva Directiva obliga a los Estados miembros a crear un mercado de derechos de emisión, con entrada en funcionamiento en el año 2005, en el que puede participar cualquier sujeto sobre la base de los derechos creados al amparo de un *Plan Nacional de Asignación*. En una primera fase, cubrirá únicamente las emisiones de CO_2 procedentes de grandes instalaciones industriales y de producción de energía, dejándose abierta la posibilidad de ampliar el régimen a otros sectores y gases de efecto invernadero, mediante la utilización de los procedimientos de revisión previstos en la propia Directiva.

Los primeros *Planes Nacionales de Asignación de Derechos de Emisión de CO_2* han de cubrir el período 2005-2007, período durante el cual la Unión Europea pretende adquirir experiencia en el funcionamiento del comercio de emisiones, antes del año 2008 en el que entrará, previsiblemente, en funcionamiento el mecanismo del comercio de emisiones internacional previsto por el Protocolo de Kioto.

[18] El artículo 25 del mismo establece que éste entraría en vigor una vez haya sido ratificado por, al menos, 55 Partes en la Convención entre las que se cuenten Partes del Anexo I, cuyas emisiones totales representen, por lo menos, el 55% del total de las emisiones de dióxido de carbono de las Partes del Anexo I correspondientes a 1990.

El *Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión de CO_2* 2005-2007 (PNA 2005-2007) para España[19] determina la cantidad total de derechos de emisión que se asignarán a los sectores incluidos en la Directiva. El Plan afecta a instalaciones industriales españolas de los sectores de generación eléctrica, tanto en Régimen Ordinario como en Régimen Especial (instalaciones de cogeneración de potencia superior a 20 MW, siempre que viertan toda o parte de la energía eléctrica a la red); refinerías de hidrocarburos; siderurgia; cemento y cal; vidrio; productos cerámicos; pasta, papel y cartón.

Las plantas de generación eléctrica que utilizan fuentes de energía renovables no están cubiertas por la Directiva, en la medida en que afecta sólo a aquellas instalaciones que emiten CO_2, estableciendo un procedimiento que permite a las instalaciones industriales minimizar los costes de reducir las emisiones. El mercado de derechos de emisión pretende que sean aquellas instalaciones que puedan reducir a menor coste sus emisiones las que lo hagan de manera preferente, poniendo a la venta en el mercado los derechos de emisión sobrantes; estos derechos de emisión serán adquiridos por aquellas instalaciones a las que les resulte menos oneroso comprar derechos de emisión en el mercado que rebajar su nivel de emisiones hasta la asignación inicial.

Las fuentes de energía renovables aparecen, sin embargo, en el PNA 2005-2007 como un instrumento fundamental para la reducción de las emisiones de CO_2 en los sectores *difusos*, aquéllos que, como el sector del transporte o el sector residencial, no están cubiertos por la Directiva.

El propio PNA ya anticipa, incluso, la necesidad de revisar los objetivos del Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010 en lo relativo al uso de biocarburantes para el transporte. El objetivo inicial de consumo de 500 ktep fijado para el 2010 por el Plan de Fomento no permite alcanzar los objetivos de consumo de biocarburantes fijados por la Directiva 2003/30/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 8 de mayo de 2003, establecidos como porcentajes mínimos de venta de biocarburantes en 2005 y 2010, respectivamente, en el 2% y el 5,75%. Dadas las previsiones de consumo de gasolinas y gasóleos en el año 2010, el objetivo de consumo de biocarburantes se fija, en este nuevo Plan de Energías Renovables 2005-2010, en 2,2 millones de tep.

En definitiva, el PNA contempla, en el escenario previsto en el horizonte del período 2008-2012, el cumplimiento del objetivo del 12% de consumo de energías renovables sobre el total de la demanda en el año 2010, lo que supone, como se señalaba en el epígrafe 2.2., un aumento del consumo de energías renovables del orden del 22% con respecto a lo previsto en el anterior Plan, dada la modificación necesaria de los escenarios de consumo como resultado de los fuertes incrementos de la demanda energética en el pasado reciente.

La generación eléctrica con fuentes de energías renovables no emite CO_2 durante la fase de operación de las instalaciones de producción. No obstante, considerado todo el ciclo de vida del kilovatio hora de origen renovable, existen emisiones de CO_2 en las fases de fabricación, transporte o instalación de los equipos, por lo que el balance global es positivo aunque siempre inferior al de la generación eléctrica con fuentes convencionales —considerado también todo el ciclo de vida. El mayor recurso del sistema energético a las fuentes de energía de origen renovable minimiza la contribución del mismo al efecto invernadero y reduce las externalidades medioambientales de la generación de energía eléctrica, o costes externos no imputados al precio del kilovatio hora.

2.3.2. Otros efectos medioambientales del sistema energético: las energías renovables como la alternativa de menor impacto

Los impactos medioambientales del sistema energético son múltiples y una consecuencia no deseada de la utilización intensiva de combustibles fósiles. Los impactos medioambientales

[19] En España, el Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión 2005-2007 (PNA), ha sido aprobado mediante el Real Decreto 1866/2004, de 6 de septiembre.

derivados de la producción y consumo de energías renovables son de dos tipos: aquellos impactos medioambientales positivos que se definen por evitación de los impactos negativos producidos por las fuentes energéticas a las que sustituyen y aquellos impactos medioambientales producidos *stricto sensu* por el consumo o la producción de energías renovables.

Entre los primeros, caben los que han sido objeto de análisis en el epígrafe 2.3.1. Las energías renovables limitan el impacto de los sistemas energéticos sobre el cambio climático y, por lo tanto, contribuyen positivamente a los objetivos fijados por la legislación vigente en materia medioambiental —contribuyen tanto más cuanto mayor sea el porcentaje del consumo y producción de energía primaria no renovable sustituido por fuentes renovables—.

Entre los primeros también, las energías renovables contribuyen a la reducción de otros impactos globales resultado de, inducidos por o agravados por la producción energética o por procesos de combustión de fuentes fósiles. Las emisiones de SO_2, NO_x y partículas están en el origen de determinados impactos de ámbito global, como la lluvia ácida o el aumento del ozono troposférico. En el origen de la reducción del ozono estratosférico, se encuentra también un variado grupo de compuestos emitidos durante los procesos de combustión de fuentes fósiles.

En el caso de la generación de electricidad, la producción eléctrica en plantas térmicas convencionales o nucleares provoca la emisión a la atmósfera, además de los compuestos antes mencionados (CO_2, SO_2, NO_x y partículas), de monóxido de carbono, metano, metales pesados y sustancias radiactivas, en el segundo de los casos. En el caso de la producción eléctrica en plantas nucleares, además de los impactos radiológicos derivados de la emisión de radionucleótidos, cabe considerar como impactos negativos adicionales los que se derivan de la propia gestión de los residuos de alta, media y baja actividad y del largo período de permanencia de dichos residuos.

La evaluación de los impactos medioambientales de cualquier producto debe realizarse considerando todas las etapas del ciclo de vida del mismo. Esta afirmación sirve también para la evaluación de los impactos medioambientales de la producción de un kilovatio hora. Los impactos medioambientales de la generación eléctrica son muy diferentes según sea la tecnología utilizada e, incluso, susceptibles de ser evaluados en términos económicos: los impactos sobre la salud o las actividades productivas derivados del aumento de la concentración de contaminantes en el medio atmosférico, sobre la capa de ozono o el calentamiento global, son diez veces superiores en una planta que utiliza carbones que en una planta de ciclo combinado de gas natural. Del orden de 60[20] veces superiores, si se compara la generación de 1 kilovatio hora en una planta de carbón con la generación de 1 kilovatio hora en un parque eólico. La generación de origen hidroeléctrico, en pequeñas centrales de potencia menor o igual a 10 MW, provoca los menores impactos.

La normativa comunitaria y española en materia de reducción de contaminantes acidificantes y eutrofizantes y de precursores del ozono se desarrolla en el marco de la *Estrategia contra la acidificación*. Ya en el Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010 se anunciaba la presentación por la Comisión de una Propuesta de Directiva sobre límites máximos de emisión a escala nacional de SO_2, NO_x, Compuestos Orgánicos Volátiles (COV) y amoníaco (NH_3). Esta Directiva fue aprobada en octubre de 2001.

La Directiva 2001/81/CE sobre techos nacionales de emisión de determinados contaminantes atmosféricos fija techos nacionales de emisión para los años 2010 y 2020. Los Estados miembros están obligados a presentar programas nacionales de reducción progresiva de los contaminantes anteriores e inventarios nacionales y previsiones al 2010. El Consejo de

[20] Resultados provisionales del estudio de *Evaluación económica de los impactos medioambientales de la producción eléctrica* antes citado. Frente a los 7,37 c€ por kWh en que se evalúa el coste de los impactos asociados a la generación de un kilovatio hora en una planta de carbón, en una planta de ciclo combinado de gas natural esos mismos impactos se evalúan en 0,68 c€/kWh (impactos sobre la salud, sobre los cultivos, sobre los materiales; impactos derivados de la emisión de radionucleótidos por gestión de residuos radiactivos y desmantelamiento de centrales nucleares una vez finalizada su vida útil; impactos derivados del calentamiento global o de la destrucción de la capa de ozono).

Ministros de 25 de julio de 2003 aprobó el Programa nacional de reducción progresiva de las emisiones nacionales, al objeto de que España cumpla en el año 2010 con los techos fijados, que suponen una reducción de las emisiones de dióxido de azufre en un 49%, de óxidos de nitrógeno en un 36%, de compuestos orgánicos volátiles en un 57% y de amoníaco en un 23%, con respecto a las cifras del año 2000.

Finalmente, en relación con los impactos medioambientales producidos *stricto sensu* por el consumo o la producción de energías renovables, hay que considerar los posibles impactos paisajísticos asociados a la explotación de determinadas instalaciones de producción eléctrica con fuentes renovables y aquéllos asociados a la ocupación del territorio, de los que no están exentas, sin embargo, las instalaciones de generación eléctrica con fuentes convencionales.

La necesidad de que los proyectos de mayor impacto potencial se sometan, en todo caso, a declaración de impacto ambiental implica el respeto riguroso de la legislación medioambiental vigente y la acometida de obras de reparación y restitución del entorno natural, de manera que se minimice el impacto sobre el medio. En este sentido, se publicó la Ley 6/2001, de 8 de mayo, de Evaluación de Impacto Ambiental[21] de ámbito nacional.

La legislación medioambiental vigente (estatal, autonómica y local) asegura que los proyectos de aprovechamiento de las energías renovables se ejecutan con el máximo respeto al medio ambiente exigido para otras instalaciones de producción. Los posibles impactos paisajísticos o de ocupación del territorio, o impactos de ámbito local como el ruido, han sido objeto de análisis en numerosas investigaciones, pero es más difícil evaluar, en términos económicos, el coste del daño producido por los mismos o la externalidad medioambiental producida.

2.4. Factores socioeconómicos: competitividad, empleo y desarrollo regional

El grado de madurez tecnológica en el sector de las energías renovables es alto, especialmente, para las tecnologías eólica, minihidráulica, solar térmica y para los sistemas de combustión de productos derivados de la biomasa. El dinamismo del sector de las energías renovables es un factor de competitividad para España, que se ha convertido en un referente mundial del aprovechamiento de las fuentes de energía renovable con empresas que abastecen, no sólo al mercado español, sino a los mercados exteriores.

En el momento de la redacción del anterior Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010, el número de empresas que operaba en el sector de las energías renovables se situaba alrededor de 500. En la actualidad, el número de empresas se acerca a las 1400, que se concentran, mayoritariamente, en las Comunidades Autónomas de Madrid y Cataluña con, respectivamente, 268 y 153 empresas[22]. Las empresas radicadas en Cataluña concentran su actividad, principalmente, en las áreas de solar y eólica. Por orden de importancia, según el número de empresas instaladas en su territorio, las Comunidades Autónomas de Andalucía y el País Vasco siguen a las anteriores.

En general, en el sector de las energías renovables, las empresas han diversificado sus actividades. La mayoría de las empresas son de tamaño pequeño o mediano: más de un 25% tiene menos de 25 empleados, mientras que apenas un 4% cuenta con más de 500. Buena parte de las empresas que operan en el sector desarrollan actividades que van, desde la instalación, montaje y mantenimiento de equipos, hasta el desarrollo de estudios de viabilidad de proyectos.

[21] Incorpora al Derecho interno la Directiva 85/337/CEE, con las modificaciones introducidas por la Directiva 97/11/CE.

[22] Los números anteriores corresponden a las empresas registradas en la *Base de Datos IDAE de Empresas de Energías Renovables*.

El mayor yacimiento de empleo se localiza, de acuerdo con el estudio TERES II[23] —cuyas conclusiones se recogían ya en el Libro Blanco de las Energías Renovables publicado por la Comisión Europea en 1997— y el estudio ALTENER[24] posterior, en el aprovechamiento energético de la biomasa y la producción de biocombustibles. De acuerdo con las conclusiones del estudio ALTENER para España, más de la mitad de los empleos que se crearían en el período 1995-2020 como consecuencia del incremento de la utilización de fuentes de energía renovable se localizaría en el sector agrícola. Basándose en este estudio, el IDAE estimó el número de nuevos puestos de trabajo que se crearían de cumplirse los objetivos del Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010: de los 200.000 nuevos empleos creados, aproximadamente, el 65% se debería a la producción de biocombustibles.

La existencia de un tejido industrial cada vez más consolidado contribuye a la creación de empleo directo —asociado a las actividades de fabricación y operación de las propias instalaciones de energías renovables— e indirecto —derivado del primero. El ritmo de creación de nuevas empresas es elevado, lo que se asocia también a un elevado ritmo de creación de empleo.

En el sector eólico, el de más rápido crecimiento desde la aprobación del Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010, existen más de 500 empresas. La mayoría de los componentes utilizados en la fabricación de aerogeneradores proceden de fabricantes españoles, que exportan sus productos a terceros países. El desarrollo industrial y la capacidad de innovación tecnológica de este sector han permitido la creación de unos 95.000 nuevos puestos de trabajo asociados al diseño, fabricación y montaje de las instalaciones eólicas desde el inicio de esta actividad en España, de los que, aproximadamente, 24.000 son empleos directos y 71.000 indirectos, según estimaciones del IDAE. En las tareas de operación y mantenimiento de los parques, se estiman creados hasta finales de 2003, alrededor de 1.400 empleos permanentes.

En el sector minihidráulico, existe un número suficiente de empresas, alrededor de 150, con la capacidad tecnológica necesaria para atender la demanda. El número de nuevos empleos creados en esta área se estima en alrededor de 2.600, desde la aprobación del Plan en 1999 y durante las etapas de diseño y construcción de las plantas, y del orden de 56 empleos directos asociados a las actividades de operación y mantenimiento de las mismas.

En el sector de la energía solar fotovoltaica, el número de empresas se sitúa alrededor de 385, la mayoría de ellas dedicada a la instalación de equipos. Los fabricantes españoles de módulos fotovoltaicos se encuentran entre los más importantes a nivel internacional, con un elevado grado de innovación tecnológica en los nuevos productos. El empleo en este sector alcanza, actualmente, una cifra cercana a los 3.600[25], de los cuales 2.440 son empleos directos; no obstante, los nuevos empleos creados por el impulso a la industria fotovoltaica que supuso la aprobación del Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010 a finales de 1999, se estiman en 2.366, asociados a las etapas de diseño y construcción de las instalaciones —el número es reducido durante las etapas de explotación de las mismas—.

En el área solar térmica, el volumen total de empleo asociado al Plan de Fomento en empresas fabricantes de paneles e instaladores se estima en cerca de 2.900, a los que habría que añadir 290 nuevos empleos asociados a las actividades de operación y mantenimiento de las instalaciones y, por lo tanto, con un período de permanencia mayor. En el sector, operan alrededor de 385 empresas, habiéndose creado un importante tejido industrial de pequeños fabricantes y empresas dedicadas a la importación y distribución de paneles.

En el sector industrial de la biomasa, existe un buen número de empresas dedicadas a su aprovechamiento energético, a la fabricación de equipos para el tratamiento de la biomasa o de equipos de calefacción doméstica. En realidad, buena parte de estas empresas desarrollan

[23] *The European Renewable Energy Study*, TERES II. P. Joule, 1996.

[24] *The Impact of Renewables on Employment and Economic Growth*, Programa ALTENER; proyecto coordinado por ECOTEC Research and Consulting Limited en el que han participado, además de IDAE, EUFORES, Observ'ER y algunas agencias nacionales y regionales de la Unión Europea.

[25] Estimaciones de ASIF (Asociación de la Industria Fotovoltaica)/Informe 2002.

también su actividad en otros sectores, no siendo el aprovechamiento energético de la biomasa la principal línea de negocio. Las mayores oportunidades de creación de empleo, como en su momento se destacó en el propio texto del Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010, se localizan en el sector de la biomasa y los biocombustibles, incluidos los biocarburantes. En el horizonte del año 2006, los nuevos empleos creados asociados al diseño y construcción de plantas e instalaciones de aprovechamiento térmico y eléctrico de la biomasa se estiman en cerca de 48.000, a los que habría que sumar del orden de 12.000 asociados a la explotación de las plantas.

La tabla siguiente presenta los resultados cuantitativos de las estimaciones realizadas por el IDAE sobre el número de nuevos empleos creados en las áreas anteriores durante los últimos cinco años.

PLAN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES 2000-2010: CREACIÓN DE EMPLEO 1999-2004

	Diseño y Construcción			Operación y Mantenimiento
	Directos	Indirectos	TOTAL	
Eólica	23.790	71.370	**95.160**	**1.464**
Minihidráulica	1.041	1.562	**2.603**	**56**
Solar Térmica	2.895		**2.895**	**289**
Solar Fotovoltaica	2.366	–	**2.366**	**6**
Biomasa*				
Eléctrica	–	–	**16.060**	**8.994**
Térmica	–	–	**31.590**	**3.159**
Biocarburantes*	–	–	**5.670**	**9.435**
Biogás*	–	–	**639**	**50**
TOTAL	**156.983**			**23.453**

* Estimaciones de nuevos empleos creados por el Plan de Fomento de las Energías Renovables hasta 2006.

Fuente: IDAE

La creación de empleo asociada al desarrollo de las energías renovables se localiza, en buena medida, en zonas rurales y dispersas, allí donde se localiza el recurso. El beneficio socio-económico asociado a la creación de un número determinado de empleos se incrementa, por lo tanto, como resultado de que estos empleos se concentran en zonas donde los índices de desempleo son, por lo general, más elevados y contribuyen, con ello, a estimular el desarrollo económico de zonas rurales que podrían ser abandonadas como resultado del abandono de la actividad agrícola. Las energías renovables contribuyen, de este modo, al desarrollo rural y a la fijación de la población al territorio, lo que, sin duda, es fundamental para asegurar la sostenibilidad del modelo de desarrollo.

2.5. Análisis de Escenarios

El análisis detallado del consumo de energía y de los factores que inciden en él, junto a la formulación de escenarios, resultan básicos para vislumbrar la posible evolución futura y establecer e integrar los objetivos de la política energética de acuerdo con las perspectivas de evolución de la estructura energética general.

Con vistas a realizar una evaluación previa de los posibles escenarios de evolución de cada tecnología y de su adecuación a los compromisos existentes, principalmente en materia de

cobertura de consumo primario y producción eléctrica (12% y 29,4% en 2010, respectivamente), consumo de biocarburantes (5,75% de cobertura en 2010) e impactos medioambientales asociados (emisiones de CO_2 evitadas hasta 2010, principalmente), se ha realizado un análisis exhaustivo, área por área, de las posibilidades de desarrollo a lo largo del periodo de ejecución del Plan, en un estudio específico elaborado por el IDAE sobre "Escenarios de Energías Renovables 2005-2010".

Con este objetivo, se establecieron en el mencionado estudio **tres escenarios posibles de evolución tecnológica en cada área renovable**, caracterizados como se resume a continuación:

- Escenario Actual: Asume las pautas de crecimiento en cada una de las áreas renovables que se vienen registrando desde la aprobación del Plan de Fomento. En conjunto, resulta totalmente insuficiente para alcanzar los mencionados compromisos.

- Escenario Probable: Considera la evolución más probable de las energías renovables durante los próximos años, de acuerdo con las condiciones de desarrollo actuales y las posibilidades de crecimiento adicional en cada área, con vistas a alcanzar los compromisos adquiridos. Requiere la adopción de medidas específicas para superar las barreras actualmente existentes y supone un importante incremento de la contribución global de las renovables respecto al escenario anterior.

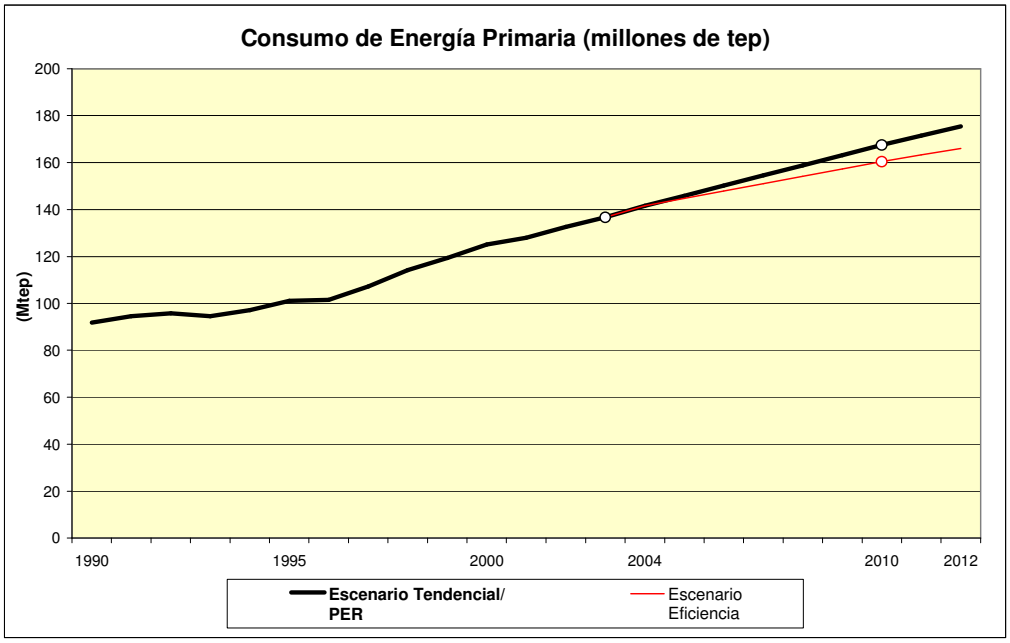
- Escenario Optimista*:* Considera unos umbrales de crecimiento muy altos, dentro de lo potencialmente alcanzable, para cada una de las áreas renovables hasta el año 2010. Supone la adopción de medidas inmediatas para alcanzar esas altas tasas de incremento y, en conjunto, representa una contribución global aún mayor que la del escenario anterior.

La elección del escenario de tecnologías renovables más adecuado requirió un análisis sectorial pormenorizado y, posteriormente, una evaluación integrada destinada a estimar el impacto en cada caso sobre el conjunto del sistema energético y, con ello, el umbral de cobertura con renovables alcanzado en 2010. Para ello se definieron también en este contexto diferentes posibles escenarios**,** que quedaron finalmente resumidos a **dos escenarios de evolución energética general**:

- Escenario Tendencial: Recoge las tendencias económicas y energéticas actuales, presentando lo que se considera la perspectiva futura más probable sin nuevas actuaciones de política energética. Se corresponde con el escenario tendencial elaborado por la Subdirección General de Planificación Energética para el periodo 2003-2012. En él, se mantiene un ligero crecimiento de la intensidad energética primaria durante los primeros años y se reduce en los siguientes, para acabar la década con niveles similares a los de 2004.

- Escenario de Eficiencia: Con respecto al escenario anterior, considera las mejoras de eficiencia en los sectores de consumo final que contempla la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012 (E4).

El siguiente gráfico muestra la evolución histórica del consumo de energía durante la pasada década y la inducida por cada uno de estos dos escenarios.



Si bien el escenario deseable de evolución de consumos energéticos puede considerarse más cercano al de eficiencia que a cualquier otro —para ello se aprobó a finales de 2003 la E4 y en julio de 2005 el Gobierno ha aprobado un Plan de Acción detallado para el periodo 2005-2007—, para la elaboración del Plan de Energías Renovables se ha elegido como escenario de referencia para la evolución energética general el Escenario Tendencial. Aunque el desarrollo de los recursos renovables y la mejora de la eficiencia energética son dos elementos básicos de una misma política energética, es más prudente no supeditar el cumplimiento de una parte de esa política —los objetivos de renovables a establecer en el nuevo Plan— al cumplimiento de la otra.

Más adelante aparece el análisis cruzado de los impactos que cada uno de los tres escenarios de tecnologías renovables ejercen sobre los dos escenarios energéticos generales considerados. Pero antes de presentar las tablas que resumen esos impactos, es necesario aclarar algunos aspectos relacionados con la situación de partida asociada al cierre del balance de 2004.

El presente Plan de Energías Renovables abarca el periodo 2005-2010 y utiliza, por tanto, como año base o de referencia el año 2004. La tabla siguiente recoge datos reales de potencia y producción con energías renovables en 2004, así como del consumo de energía primaria, elaborados por el IDAE y el Ministerio de industria, Turismo y Comercio, respectivamente, con la información disponible a fecha de elaboración del presente documento.

	Producción con energías renovables en 2004 (1)		
	Potencia (MW)	Producción (GWh)	Producción en términos de Energía Primaria (ktep)
Generación de electricidad			
Hidráulica (> 50 MW) (2)	13.521	23.673	1.863
Hidráulica (Entre 10 y 50 MW)	2.897	5.097	438
Hidráulica (< 10 MW)	1.749	4.729	407
Biomasa	344	2.193	680
R.S.U.	189	1.223	395
Eólica	8.155	15.056	1.295
Solar fotovoltaica	37	57	5
Biogás	141	825	267
Solar termoeléctrica	-	-	-
TOTAL ÁREAS ELÉCTRICAS	**27.032**	**52.852**	**5.350**
Usos térmicos	**m^2 Solar t. baja temp.**		**(ktep)**
Biomasa			3.487
Biogás			28
Solar térmica de baja temperatura	700.805		51
Geotermia			8
TOTAL ÁREAS TÉRMICAS			**3.574**
Biocarburantes (Transporte)			
TOTAL BIOCARBURANTES			**228**
TOTAL ENERGÍAS RENOVABLES			**9.152**
CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA (ktep)			**141.567**
Energías Renovables/Energía Primaria (%)			**6,5%**

(1): Datos de 2004, reales provisionales (a marzo-2005)
(2): Incluye producción con bombeo puro.

A la hora de analizar la situación actual de las energías renovables, la tabla anterior recoge las producciones realmente habidas durante 2004 —un año caracterizado por la baja disponibilidad de recursos hídricos— y que en conjunto supuso un 6,5% del consumo total de energía primaria. Pero la evaluación a futuro aconseja el empleo de valores medios, que afectan básicamente a la producción (tanto de electricidad, en GWh, como en términos de energía primaria, en ktep) de las áreas hidráulica, eólica y fotovoltaica.

Por ello, para la comparación de escenarios y para los trabajos de planificación es más representativo considerar la producción teórica correspondiente a un año medio, calculada a partir las potencias reales existentes en cada área, y no la producción real. De esta manera, se consigue filtrar el sesgo que introduciría la mayor o menor disponibilidad de recursos hídricos, eólicos o solares, en el año de referencia y en los sucesivos años de planificación. Con este criterio se realizaron los cálculos en el mencionado estudio y se estimaron los impactos en términos de cobertura de la demanda primaria asociados a cada escenario, recogidos de manera resumida en la siguiente tabla. Como puede observarse, en condiciones de actividad media la cobertura con renovables habría alcanzado en el año de referencia —2004— el 6,9% del consumo primario total.

PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES 2005-2010

Síntesis de Escenarios Energéticos y Escenarios de Energías Renovables

	Producción en términos de Energía Primaria (ktep)			
	2004 (1)	2010		
		Escenarios de Energías Renovables		
		Actual	Probable	Optimista
TOTAL ÁREAS ELÉCTRICAS	5.973	7.846	13.574	17.816
TOTAL ÁREAS TÉRMICAS	3.538	3.676	4.445	5.502
TOTAL BIOCARBURANTES	228	528	2.200	2.528
TOTAL ENERGÍAS RENOVABLES	**9.739**	**12.050**	**20.220**	**25.846**
Escenario Energético: Tendencial				
Consumo de Energía Primaria (ktep)	141.567	166.900	167.100	167.350
Energías Renovables/Energía Primaria (%)	**6,9%**	**7,2%**	**12,1%**	**15,4%**
Escenario Energético: Eficiencia				
Consumo de Energía Primaria (ktep)	141.567	159.807	160.007	160.257
Energías Renovables/Energía Primaria (%)	**6,9%**	**7,5%**	**12,6%**	**16,1%**

(1): Datos provisionales. Para energía hidráulica, eólica, solar fotovoltaica y solar térmica, se incluye la producción correspondiente a un año medio, a partir de las potencias y superficie en servicio a 31 de diciembre, de acuerdo con las características de las instalaciones puestas en marcha hasta la fecha, y no el dato real de 2004. No incluidos biogás térmico y geotermia, que en 2004 representan 28 y 8 ktep.

De acuerdo con estos resultados, para el escenario energético inicialmente seleccionado (Tendencial), el desarrollo de las energías renovables correspondiente al Escenario Probable alcanza el **12,1% de cobertura**. El impacto correspondiente al caso de menor desarrollo tecnológico (el llamado Escenario Actual) queda muy por debajo del compromiso (7,2%), y el asociado al llamado Escenario Optimista lo supera (15,4%).

Por lo que se refiere al objetivo de generación de electricidad con renovables (establecido en el 29,4% para el año 2010), en el escenario probable se alcanza el objetivo, ya que **la producción eléctrica con estas fuentes se sitúa en el 30,3% del consumo bruto de electricidad en 2010**. También en este caso el impacto asociado a los otros dos escenarios de renovables queda bastante distante del objetivo de generación, en un caso por debajo y en otro por encima.

En relación con el consumo previsto de **biocarburantes**, el correspondiente al Escenario Probable -2,2 millones de tep en 2010-, representaría un **5,83%** del consumo de gasolina y gasóleo previsto para el transporte en ese mismo año, ligeramente por encima del objetivo indicativo señalado en la Directiva sobre el uso de biocarburantes (5,75% en 2010).

Finalmente, hay que recordar la creciente preocupación por las consecuencias ambientales, sociales y económicas del cambio climático, que tienen su reflejo en los compromisos derivados del protocolo de Kyoto, asumidos por España, y el hecho de que la producción y el consumo de energía sean los principales responsables de las emisiones de gases de efecto invernadero. Ello sitúa al sector energético como sector clave para alcanzar los compromisos adquiridos y a las energías renovables como uno de sus principales instrumentos.

El análisis de escenarios evalúa también por ello el previsible impacto, en términos de emisiones de CO2 evitadas en 2010, de cada uno de los tres escenarios de energías renovables, así como una estimación de su valoración económica. La siguiente tabla recoge en este contexto la contribución de cada uno de los tres escenarios de energías renovables a la limitación de emisiones de CO2. En el caso de la generación eléctrica, la comparación se hace con respecto a las emisiones asociadas a una moderna central de ciclo combinado a gas natural, con un rendimiento del 54%, salvo en el caso de la co-combustión (combustión

conjunta de biomasa y carbón en centrales de este combustible fósil) en el que se comparan con las emisiones correspondientes a una central convencional de carbón.

PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES 2005-2010

Emisiones de CO_2 evitadas frente a CC a GN en el año 2010 por el incremento de fuentes renovables entre 2005 y 2010 (t CO_2/año)

	Escenarios de Energías Renovables		
	Actual	**Probable**	**Optimista**
TOTAL ÁREAS ELÉCTRICAS	5.392.257	18.650.981	26.889.788
TOTAL ÁREAS TÉRMICAS	413.132	2.785.036	6.018.515
TOTAL BIOCARBURANTES	891.368	5.905.270	6.883.212
TOTAL ENERGÍAS RENOVABLES	**6.696.756**	**27.341.287**	**39.791.515**
Valoración económica del CO_2 evitado (millones de euros/año) (1)	**134**	**547**	**796**

(1): Valoración económica del CO2 evitado por el Plan en el año 2010, no del acumulado hasta entonces, para un precio de la tonelada de CO_2 de 20 €.

Como puede observarse, el volumen de emisiones evitadas en 2010 derivado del Plan en el Escenario Probable alcanza los 27,3 millones de toneladas de CO2 —frente a menos de 7 millones en el llamado Escenario Actual de renovables y a casi 40 en el Optimista.

En definitiva, **el análisis de escenarios confirma con estas evaluaciones que, de acuerdo con el Escenario Tendencial,** elegido como referencia para la evolución energética general, **es el Escenario Probable, de evolución de las tecnologías renovables, el adecuado para satisfacer los objetivos perseguidos.** Se estima pues, en principio, que ambos escenarios, considerados simultáneamente, permitirán alcanzar un nivel adecuado de cumplimiento de los compromisos para 2010 y pueden, por tanto, conformar una referencia común para el análisis sectorial detallado que se presenta a continuación. **A esta referencia común la denominaremos en adelante Escenario del Plan de Energías Renovables o Escenario PER.**

ANÁLISIS SECTORIAL

CAPÍTULO 3

PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA 2005-2010

Sector Eólico

CAPÍTULO 3.1

PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA 2005-2010

3.1.- Sector Eólico

La energía eólica en España ha experimentado durante la última década un extraordinario desarrollo -sólo superado a nivel mundial por el acontecido en Alemania-, hasta alcanzar la cifra de 8.155 MW en funcionamiento a finales de 2004.

Ello ha sido motivado, principalmente, por disponer de unos destacables recursos eólicos así como una legislación muy favorable, tanto a nivel nacional como regional. Al mismo tiempo, el alto grado de madurez alcanzado por el sector ha propiciado una elevada competitividad tecnológica, junto con expectativas de rentabilidad razonables capaces de animar la inversión privada.

Se espera que esta evolución tenga continuidad en los próximos años. No obstante, para ello habrá que resolver fundamentalmente dos particularidades que generan cierta incertidumbre: la gestión del volumen de energía asociada a una mayor penetración en la red eléctrica, y el desarrollo de infraestructuras de transporte que permitan la conexión de futuras instalaciones eólicas.

En este capítulo se presenta, primeramente, la posición que España ocupa dentro de los objetivos eólicos al año 2010 en la Unión Europea, en cuanto a potencia instalada se refiere. A continuación, se analizan los distintos aspectos – tecnológicos, medioambientales, normativos y económicos - que conformaron la situación del área eólica a finales de 2004.

A continuación, se examina el conjunto de barreras existentes y las propuestas de actuación que se consideran fundamentales para su eliminación, lo que posibilitará potenciar el ritmo de crecimiento del sector, y alcanzar los nuevos objetivos que se plantean en el área eólica.

Finalmente, en los últimos apartados se incluye una aproximación al sector industrial en España y al estado de la innovación, campo que se considera necesario impulsar para conseguir afrontar los nuevos retos tecnológicos y una mayor participación en el mercado internacional.

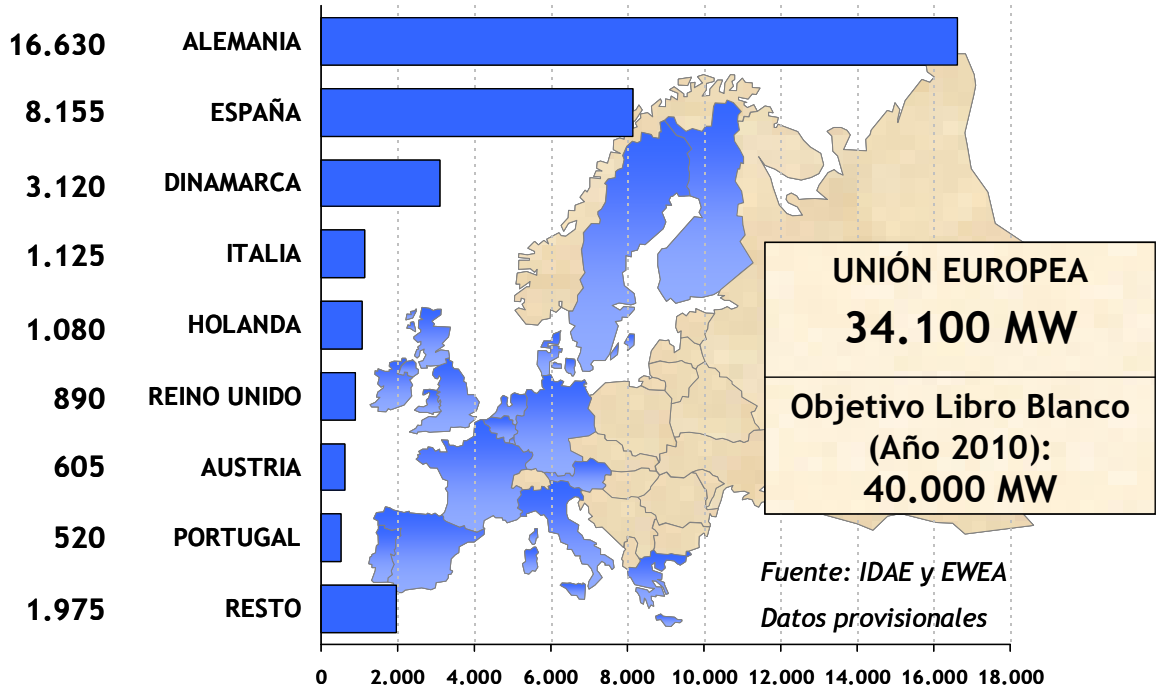
3.1.1. Situación en la Unión Europea

La importancia que para la Unión Europea tenía un crecimiento sustancial de las fuentes de energía renovables llevó, en el marco de la política energética comunitaria, a la elaboración en el año 1997 por parte de la Comisión de las Comunidades Europeas, del Libro Blanco para una Estrategia Común y un Plan de Acción para las Energías Renovables.

Este documento planteó un ambicioso objetivo general, consistente en la aportación de las fuentes de energía renovables de un porcentaje del **12% en la energía primaria demandada en el global de la Unión Europea en el año 2010**.

En lo que respecta a la Energía Eólica, el objetivo establecido fue alcanzar una potencia eólica instalada de 40.000 MW para dicho año 2010. Ello significa, por un lado multiplicar por un factor de 16 la potencia eólica instalada en el año 1995, y por otro, producir el 3% de la generación eléctrica total prevista para el año 2010.

Como puede observarse en la Figura 1, a finales del año 2004, se había alcanzado más del 85% del objetivo planteado a nivel global. España mantiene una posición de privilegio en el panorama eólico europeo. Los 8.155 MW instalados suponen un 24% del total comunitario (UE-25), sólo superado por Alemania, y la contribución con un 20% al objetivo global comunitario para el 2010.



Sector Eólico -Figura 1. Potencia eólica instalada en la Unión Europea (UE-25), a 31/12/2004

3.1.2. Análisis del Área Eólica

Como respuesta al Libro Blanco de la Unión Europea, así como al compromiso introducido en la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico de ámbito nacional, se elaboró el Plan de Fomento de las Energías Renovables, aprobado por el Consejo de Ministros de 30 de diciembre de 1999, definiendo el objetivo de desarrollo a alcanzar por cada una de las áreas de energías renovables para cubrir, en su conjunto, al menos el 12% del consumo en términos de energía primaria en España en el año 2010.

Analizando la evolución de la Energía Eólica a nivel nacional, puede apreciarse una rápida progresión experimentada para esta fuente de energía: si el año 1998 (fecha de referencia para el Plan de Fomento) finalizó con 834 MW eólicos en funcionamiento, los actuales 8.155 MW suponen que la cifra de potencia acumulada se ha multiplicado por diez en los últimos seis años.

Entre las ventajas del aprovechamiento del recurso eólico, cabe destacar la contribución a la reducción de emisiones contaminantes, a la diversificación del balance energético, al progreso de la industria nacional y cobertura de actividades productivas, a la creación de nuevas empresas y a la consolidación de empleo en el entorno rural.

3.1.2.1. Situación Actual

Dentro del Plan de Fomento de las Energías Renovables se elaboró, teniendo en cuenta distintos factores, una tabla con los objetivos eólicos que se esperaban conseguir en el año 2010 para cada una de las Comunidades Autónomas:

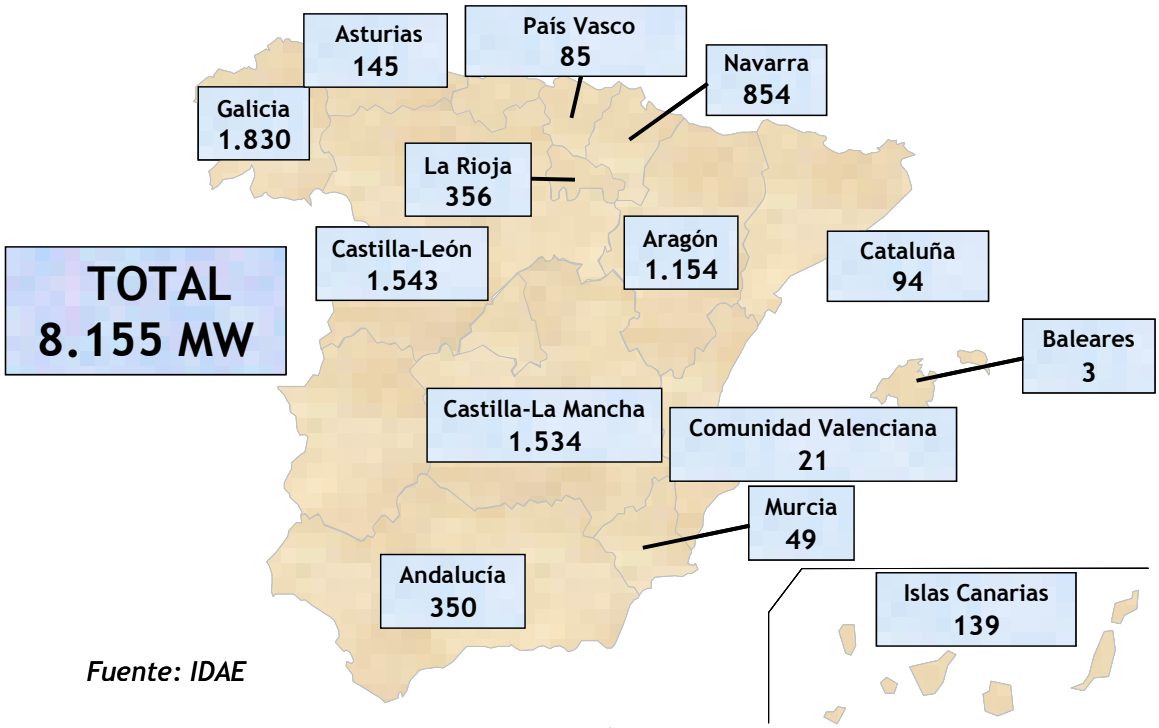
Comunidad Autónoma	Objetivo PLAFER al 2010	Planificación Redes al 2011	Situación Año 2004 (MW)
ANDALUCÍA	1.100		350
ARAGÓN	1.000		1.154
ASTURIAS	300		145
BALEARES	49		3
CANARIAS	250		139
CANTABRIA	300		0
CASTILLA Y LEÓN	850		1.543
CASTILLA – LA MANCHA	400		1.534
CATALUÑA	425		94
EXTREMADURA	225		0
GALICIA	2.500		1.830
MADRID	50		0
MURCIA	300		49
NAVARRA	635		854
LA RIOJA	100		356
COMUNIDAD VALENCIANA	290		21
PAÍS VASCO	200		85
TOTAL	**8.974 MW**	**13.000 MW**	**8.155 MW**

Sector Eólico -Figura 2. Desglose por Comunidades Autónomas de los objetivos incluidos en el Plan de Fomento 1999-2010, y potencia eólica acumulada a finales del 2004.

Más tarde, en septiembre de 2002, el Ministerio de Economía aprobó un documento denominado "Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas. Desarrollo de las Redes de Transporte 2002-2011", en el que se prevén las necesidades energéticas en dicho período, planificando y definiendo las actuaciones y el alcance de las redes de transporte necesarias para cubrir, con las mayores garantías de calidad, la demanda nacional al final de 2011. Este documento se presentó como una base sólida para el futuro desarrollo de las redes de transporte, y en el ámbito eólico daría viabilidad a proyectos pendientes de una evacuación eléctrica adecuada. En este contexto, recoge como planificación indicativa, entre otras, la previsión de evolución de la nueva generación eléctrica que se puede incorporar en los próximos años al sistema eléctrico, tanto peninsular como extrapeninsular, y fija para el área eólica un nuevo objetivo en cuanto a capacidad instalable de 13.000 MW a alcanzar en el año 2011 en el conjunto nacional, elevando las expectativas apuntadas por el anteriormente mencionado Plan de Fomento.

Durante 2004, se pusieron en explotación en España 1.920 MW, cifra que supera notoriamente el valor medio anual previsto en el Plan de Fomento para el periodo 2000/2006, cifrado en 597 MW.

En la figura 3 se representa la potencia eólica instalada por Comunidades Autónomas, a finales de 2004. Los datos reflejados son provisionales, aunque con un grado mínimo de incertidumbre.



Sector Eólico -Figura 3. Potencia eólica instalada por Comunidades Autónomas, a 31/12/2004

Las Comunidades Autónomas con mayor presencia de energía eólica son Galicia, Castilla y León, Castilla – La Mancha, Aragón y Navarra. Algunas regiones abrieron el camino al desarrollo de esta fuente de energía desde principios de los años noventa (Andalucía, Canarias, Aragón, Cataluña y Galicia). En otras Comunidades, el despegue se ha producido más recientemente, como por ejemplo, el fuerte crecimiento en ambas Castillas desde 1999. Por último, durante los años 2000 y 2001 se instalaron los primeros parques eólicos en La Rioja, País Vasco y Asturias; y en 2004 se puso en marcha el primer parque eólico en las Islas Baleares.

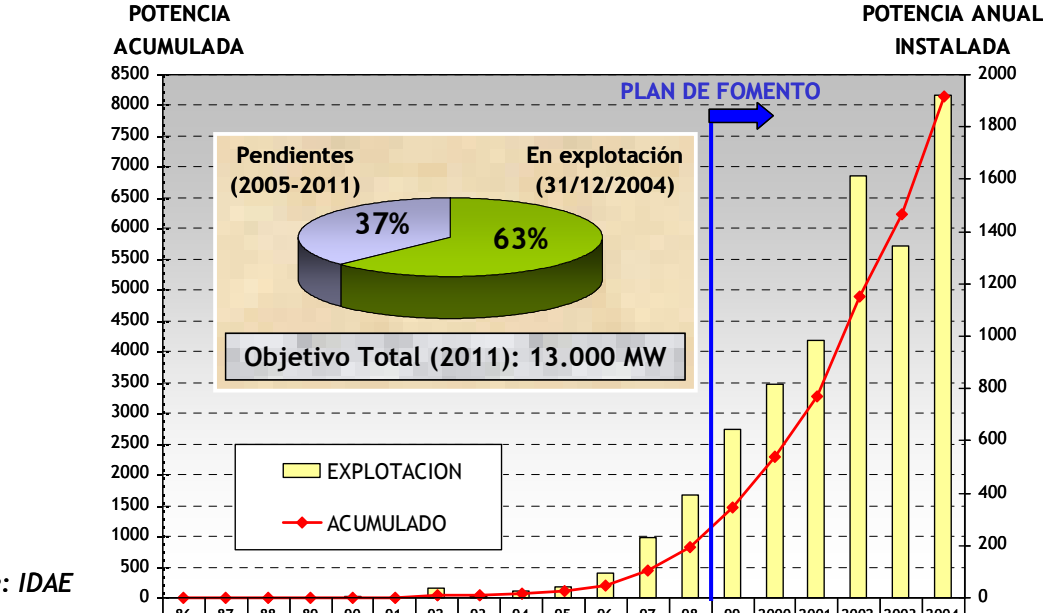
Castilla-La Mancha, Castilla y León, Aragón, Navarra y La Rioja han superado ya los objetivos planteados por el Plan de Fomento.

Sin embargo, existen todavía regiones como Andalucía, Cataluña, Comunidad Valenciana, Murcia, Cantabria, Extremadura, Madrid y las Islas Baleares, que –en distinto grado- no han respondido hasta el momento a las expectativas fijadas en el Plan de Fomento. No obstante, en algunas de ellas ya se han sentado las bases para que tales perspectivas se superen ampliamente antes del 2010.

En relación con las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla, se están llevando a cabo mediciones del recurso eólico existente, que pudieran dar lugar a alguna instalación eólica puntual antes del año 2010.

A finales de 2004, en los primeros seis años de vigencia del Plan de Fomento, se ha alcanzado el 91% del objetivo de potencia acumulada en operación para el año 2010, que el Plan situaba en 8.974 MW; así como el 63% del objetivo de 13.000 MW eólicos incluido en el Documento de Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas para el año 2011.

En la Figura 4 se incluye un gráfico representativo de la evolución experimentada por la energía eólica en los últimos años, a la vez que se indica el cumplimiento respecto al objetivo de 13.000 MW señalado anteriormente.



	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	2000	2001	2002	2003	2004
EXPLOTACION	0,4	1,2	0,8	1,5	2,7	0,7	38	6	24	40	96	229	393	642	815	985	1.615	1.344	1.920
ACUMULADO	0,4	1,6	2,4	3,9	6,6	7,3	46	52	75	115	211	440	834	1.476	2.292	3.276	4.891	6.235	8.155

Fuente: IDAE

Sector Eólico -Figura 4. Evolución de la potencia eólica instalada en España, y situación del cumplimiento del objetivo previsto en la Planificación Sectorial de Electricidad al 2011.

En términos de generación de empleo en el sector, se estima que el desarrollo de la energía eólica hasta finales del año 2004, ha permitido la creación de unos 95.000 hombres-año desde el año 1999 de referencia para el Plan de Fomento. Dicha generación de empleo está generalmente asociada al diseño, fabricación y montaje de las instalaciones eólicas, siendo de ellos aproximadamente 24.000 empleos directos y 71.000 indirectos. Por otro lado, y en relación con las tareas de operación y mantenimiento de parques, se habían creado hasta esa fecha unos 1.450 empleos permanentes, mantenidos durante un período medio de 20 años de vida útil de las instalaciones.

3.1.2.2. Recurso Eólico

La evaluación del potencial eólico disponible es una labor compleja que requiere la realización de un estudio a gran escala, durante un amplio horizonte temporal. Por otra parte, el potencial neto técnicamente aprovechable, es decir, aquel que tiene en cuenta las limitaciones técnicas, económicas, sociales o medioambientales, es altamente sensible a la evolución del nivel tecnológico de los aerogeneradores, por lo que no se trata de un valor estable en el tiempo.

En general, el recurso eólico de un emplazamiento puede entenderse aprovechable si confluyen tanto la viabilidad técnica como la viabilidad económica de un proyecto eólico asociado a esa localización. Por otra parte, el desarrollo posterior del proyecto

está supeditado a obtener las autorizaciones administrativas y permisos pertinentes, incluida la Declaración de Impacto Ambiental favorable.

En España, no existe un estudio del recurso eólico detallado, y su elaboración nunca se ha considerado imprescindible para el desarrollo del sector dado que, para la implantación de las instalaciones eólicas, los propios promotores están obligados, en cualquier caso, a llevar a cabo estudios exhaustivos que justifiquen el aprovechamiento eólico de cada emplazamiento concreto.

No obstante, existe un cierto conocimiento sobre esta materia, avalada por la experiencia y en algunos casos por estudios parciales en ciertas Comunidades Autónomas, que permite afirmar que el potencial neto total, sumando tierra firme y dominio marítimo de nuestras costas, es superior a los 40.000 MW, muy por encima de las máximas expectativas de instalación de potencia eólica hasta el año 2010.

3.1.2.3. Aspectos Tecnológicos

La industria del sector eólico se ha beneficiado del marco legislativo y del apoyo de las instituciones estatales y regionales a la energía eólica, experimentando una fuerte expansión. Durante el año 2004, toda la potencia instalada en España, que ascendió a 1.920 MW, ha sido suministrada por fabricantes establecidos en territorio nacional. Atendiendo al origen de la tecnología se puede hacer la siguiente clasificación:

- Fabricantes que cuentan con tecnología nacional: GAMESA EÓLICA, MADE (adquirida por el Grupo Gamesa en 2003), ECOTÈCNIA, INGETUR-EHN, M.TORRES. En su conjunto, han aportado el 70% de la potencia instalada en España durante 2004.

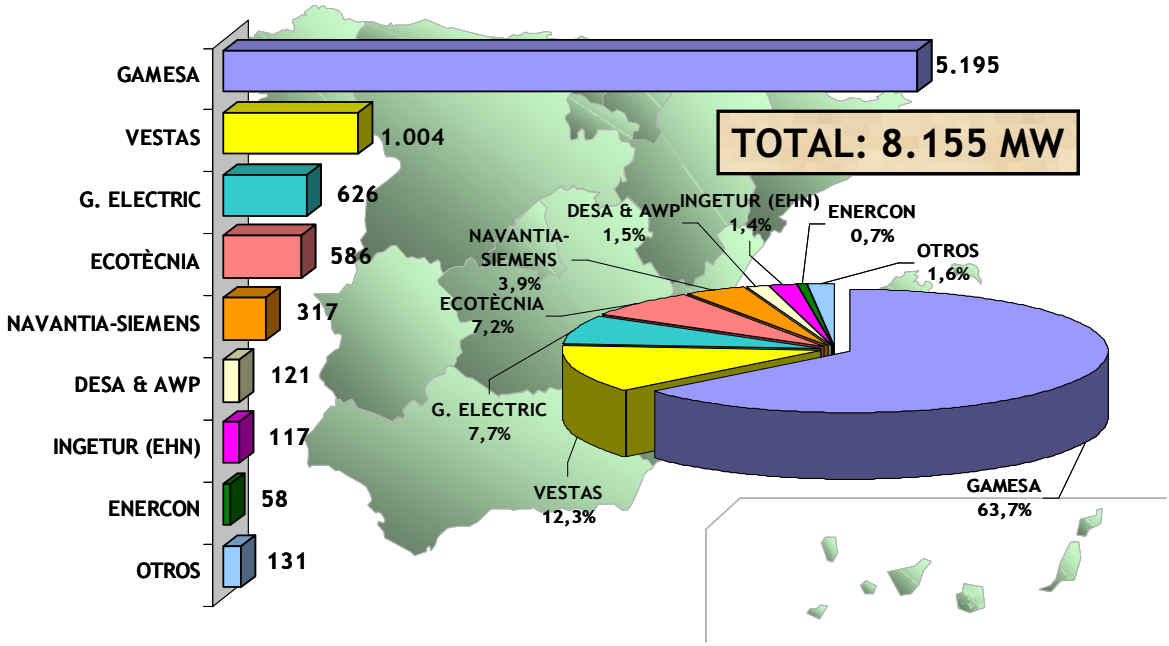
- Fabricantes nacionales que cuentan con acuerdos tecnológicos con otros fabricantes europeos: NAVANTIA-SIEMENS.

- Tecnólogos extranjeros que subcontratan un porcentaje elevado de la fabricación de los aerogeneradores a empresas nacionales: VESTAS, GENERAL ELECTRIC Wind Energy. Representan el 30% de la potencia eólica en 2004.

Durante los años de aplicación del Plan de Fomento, se ha producido un fuerte desarrollo de la tecnología eólica. Los generadores instalados han pasado de una potencia unitaria de 580 kW en 1999, a unos 1.100 kW en el año 2004, con diámetros de rotor entre 52 y 80 metros y altura de buje entre 55 y 80 metros. También el tamaño medio de los parques se ha elevado, hasta unos 25 MW actualmente. En general, las máquinas eólicas han progresado en todos los aspectos técnicos (materiales y peso, control, disponibilidad, etc.) y en la actualidad se están desarrollando aerogeneradores de elevada potencia (por encima de los 2 MW) que permitirán optimizar el aprovechamiento de los emplazamientos, mejorar la calidad de la energía eléctrica vertida a la red con el objetivo de contribuir a la estabilidad del sistema y maximizar la potencia instalable. Estas cifras se sitúan aún por debajo de las que se dan en otros países (en Alemania, por ejemplo, el valor medio de la potencia unitaria de los aerogeneradores instalados en 2004 estuvo próximo a los 1.500 kW).

Todos los tecnólogos mencionados anteriormente disponen ya de aerogeneradores probados con potencia superior a 1,5 MW y se prevé que en los próximos años los aerogeneradores de esta magnitud continúen ganando terreno en el panorama nacional.

En la Figura 5 se muestra la distribución por fabricantes, acumulada y porcentual, de la potencia eólica instalada en España a finales de 2004.



Sector Eólico -Figura 5. Distribución por fabricantes de la Potencia eólica acumulada en España (en MW), a 31/12/2004

Destaca fundamentalmente el predominio del fabricante nacional Gamesa, con casi un 64% de cuota de mercado, incluyendo la adquisición por el Grupo Gamesa del tecnólogo nacional MADE Tecnologías Renovables, con unos 1.000 MW acumulados a diciembre de 2004.

Tras Gamesa, con 1.000 MW y un 12,3 % de la potencia eólica acumulada, se sitúa el fabricante VESTAS Eólica SAU, denominación comercial en España, fruto de la fusión entre VESTAS y NEG MICON en marzo de 2004. Este último tecnólogo lleva operando a nivel nacional desde 1995, primeramente como Nordtank, y posteriormente como TAIM-Neg Micon y Neg Micon Ibérica.

La antigua ENRON, ahora bajo la denominación de General Electric Wind Energy, ha suministrado más de 600 MW desde su primera instalación en España en el año 2001. Las instalaciones eólicas de General Electric se ubican fundamentalmente en las provincias de Castilla-La Mancha, La Rioja y Navarra.

La empresa Ecotècnia, con sede en Barcelona, se encuentra en la segunda posición de los tecnólogos nacionales, con más de un 7% de cuota de mercado en lo que se refiere a potencia eólica acumulada. Son pioneros en la energía eólica en España desde 1981, estando integrada en Mondragón Corporación Cooperativa desde 1999.

Desde 1997, NAVANTIA-SIEMENS (anteriormente bajo la denominación de Izar-Bonus y Bonus-Bazán) ha suministrado instalaciones eólicas que suman más de 300 MW de potencia, emplazadas casi en su totalidad en Galicia. A finales de 2004 la compañía danesa Bonus fue adquirida por SIEMENS.

Uno de los principales promotores en España desde 1994, la empresa navarra EHN, bajo la marca comercial INGETUR ha desarrollado varios modelos de 1,5 MW, apropiados para distintos tipos de emplazamiento, que está incorporando en sus propios parques eólicos y comenzando la comercialización a terceros.

El tecnólogo nacional M. Torres, proveniente de la industria aeronáutica, con sede en Navarra, se encuentra en la actualidad instalando parques eólicos precomerciales, basándose en un modelo de aerogenerador de diseño propio, potencia de 1,65 MW y elevadas prestaciones, cuyo aspecto más innovador es la ausencia de etapa multiplicadora. Con este nuevo aerogenerador, esperan mejorar la integración de la energía eólica en la red y disminuir los costes de operación y mantenimiento.

Dentro del listado de fabricantes aparece DESA-AWP (Desarrollos Eólicos, S.A. – Abengoa), que suministró aerogeneradores para, entre otros, el parque eólico de Tarifa de 30 MW, el de mayor tamaño en España cuando se puso en marcha en el año 1993. Posteriormente, en el año 2001, fue adquirida por la compañía eléctrica holandesa NUON, y hoy en día, entre sus actividades no se encuentra la fabricación de turbinas eólicas.

Desde mediados de los noventa, el tecnólogo alemán ENERCON, que incorpora generadores síncronos de velocidad variable, ha suministrado diversos parques eólicos en Canarias, Castilla y León y Navarra, totalizando unos 60 MW.

Los aerogeneradores en España presentan básicamente tres tipos de tecnologías de generación de energía eléctrica:

- Generador asíncrono con rotor de jaula de ardilla (máquina de inducción, velocidad fija). Representa aproximadamente una tercera parte de la potencia instalada.
- Generador asíncrono con doble devanado (máquina de inducción doblemente alimentada, velocidad semi-variable). Este es el tipo de tecnología claramente mayoritario en la conexión al sistema eléctrico español, representando en torno al 60% de toda la potencia eólica existente.
- Generador síncrono (velocidad variable). Este es el tipo de tecnología que mejor se adapta a los requerimientos de la red pues su funcionamiento depende en gran medida de componentes electrónicos con alta capacidad de respuesta. Sin embargo, su presencia es claramente minoritaria en la red nacional (menor del 5%), debido a que exigen la utilización de equipamientos que suponen mayores costes de inversión.

3.1.2.4. Aspectos Normativos

El apoyo más significativo a la Energía Eólica ha sido la existencia de un marco normativo estable para los productores de electricidad con fuentes de energía renovables.

La Ley 54/1997 del Sector Eléctrico establece un Régimen Especial para aquellas instalaciones que utilizan fuentes de Energía Renovables con una potencia instalada inferior a los 50 MW, de manera que éstas no están obligadas a realizar ofertas al sistema, y al mismo tiempo, tienen garantizado el acceso a la red. Además, la Ley reconoce los beneficios medioambientales de estas fuentes mediante la percepción de una prima, permitiendo a las renovables entrar en competencia con las tecnologías convencionales, sobre las que los costes externos –sociales y medioambientales- generados no están repercutidos. La Ley del Sector precisa que el precio de la electricidad vendida por las instalaciones eólicas (entre otras áreas renovables) debe estar comprendido entre el 80% y el 90% del precio medio de la electricidad, calculado éste como la división entre los ingresos derivados de la facturación por suministro de electricidad y la energía suministrada.

El Real Decreto 436/2004, que entró en vigor el 12 de marzo de 2004, desarrolla la Ley del Sector Eléctrico, estableciendo el esquema legal y económico para el Régimen Especial, con el objeto de consolidar el marco regulador, y tratar de conferir mayor estabilidad y previsibilidad al sistema. Este Real Decreto establece un régimen económico duradero basado en una metodología de cálculo de retribución que, previsiblemente, permitirá un avance más rápido en la implantación eólica.

Con el objeto de dar cumplimiento a las Directivas Comunitarias 85/337/CEE y 97/11/CE, en las que se subrayaba la importancia de la prevención, en España está vigente a nivel estatal la Ley 6/2001, de 8 de mayo, de "Evaluación de Impacto Ambiental", que establece los requisitos mínimos para la realización de, entre otros, los proyectos eólicos, citando el contenido de la evaluación medioambiental correspondiente a tales proyectos potencialmente sensibles.

Según la Constitución Española, las Comunidades Autónomas tienen competencia plena respecto a cuestiones medioambientales en su ámbito territorial, y en general, están aplicando normativas muy exigentes y procedimientos específicos para los proyectos eólicos.

En general, los Gobiernos autonómicos han adoptado actitudes muy positivas que han jugado un papel activo determinante en el impulso de la energía eólica. Las distintas Administraciones regionales han tenido en cuenta una serie de criterios con el objetivo de racionalizar y priorizar la puesta en marcha de parques eólicos dentro de sus territorios, como son, entre otros, las propias planificaciones energéticas regionales, los impactos medioambientales y socio-económicos, y la aportación tecnológica e industrial.

Es reseñable que algunas Comunidades Autónomas dan un tratamiento particular a aquellas instalaciones con baja potencia, de autoconsumo o destinadas a la Investigación y el Desarrollo, agilizando y reduciendo la complejidad de los trámites administrativos.

Algunas Comunidades Autónomas -Aragón, Cantabria, La Rioja, Navarra y Asturias-, han establecido suspensiones temporales en la tramitación de solicitudes de instalación de nuevos parques eólicos o en la aprobación de nuevos planes eólicos estratégicos, debido a la gran cantidad de solicitudes de autorizaciones administrativas formuladas a partir de la aprobación de las respectivas normativas autonómicas. Estas moratorias están relacionadas con la saturación temporal de la capacidad de evacuación de la red eléctrica, y también con criterios de planificación para la implantación de nuevas instalaciones eólicas.

Las Comunidades Autónomas de Canarias y de Navarra han sido las primeras en regular el procedimiento administrativo para llevar a cabo re-potenciación de parques eólicos existentes o modificaciones en los mismos por motivos medioambientales.

3.1.2.5. Aspectos Medioambientales

Existe un amplio consenso en nuestra sociedad sobre el alto grado de compatibilidad entre las instalaciones eólicas y el respeto por el medio ambiente, si bien también existen ciertos impactos derivados del aprovechamiento de la energía eólica que no deben obviarse en un esfuerzo por reducir el impacto medioambiental de la generación de energía eléctrica.

Los parques eólicos están localizados de modo preferente en áreas de montaña, en posiciones próximas a las líneas de cumbre, en donde se suele manifestar un alto potencial del recurso. En estas áreas, el grado de conservación natural suele ser bueno y, a veces, con alto valor paisajístico, por lo que la ocupación del terreno por las instalaciones del parque eólico es un potencial factor de impacto por su posible afección a los recursos naturales, paisajísticos o culturales de la zona. Generalmente, puede considerarse que su incidencia es de escasa importancia, puesto que la práctica totalidad de la superficie ocupada por el parque queda disponible para los tipos de usos que habitualmente se daban en el área del emplazamiento.

Las acciones del proyecto que generan mayor número de impactos son las referidas a obra civil: viales, zanjas, edificio de control y subestación. Todas estas acciones causan una alteración del suelo y cubierta vegetal y en ocasiones, pequeñas modificaciones geomorfológicas provocadas por desmontes o aplanamientos.

Quizás el factor medioambiental que más preocupa en la sociedad, lo representa la modificación de la calidad estética del escenario paisajístico, o **impacto visual**, ocasionado por la introducción de los aerogeneradores en un paisaje natural. En las zonas con altitud sobre el nivel del mar superior a los 1.500 metros, al análisis medioambiental debe extremarse, ya que en estas áreas, por lo general despobladas, la intervención humana previa a la instalación de máquinas eólicas, si se ha producido, lo ha hecho a pequeña escala.

Otro aspecto a considerar como impacto, lo constituye el ruido producido tanto mecánica como aerodinámicamente por los componentes en rotación. En este punto, tanto la calidad de los mecanizados y tratamientos superficiales como los materiales que constituyen las palas permiten reducir al máximo los niveles de ruido emitidos.

Los impactos sobre la fauna, vertebrados principalmente, se manifiestan durante la fase de obra con desplazamientos temporales, habiéndose comprobado que finalizada ésta vuelven al área del parque a pesar de las labores de mantenimiento de la instalación. Las aves son las más afectadas por el riesgo de colisión contra las palas, torres y tendidos eléctricos. Los datos disponibles indican que, aún en zonas de paso de grandes bandadas de aves migratorias, como es el caso de Tarifa, los impactos observados son pequeños.

Por el contrario, es preciso destacar los **efectos positivos**, y entre ellos, la ausencia de cualquier tipo de emisiones contaminantes a la atmósfera. En este sentido, un parque eólico de 25 MW produce unos 58.750 MWh/año, equivalente al consumo

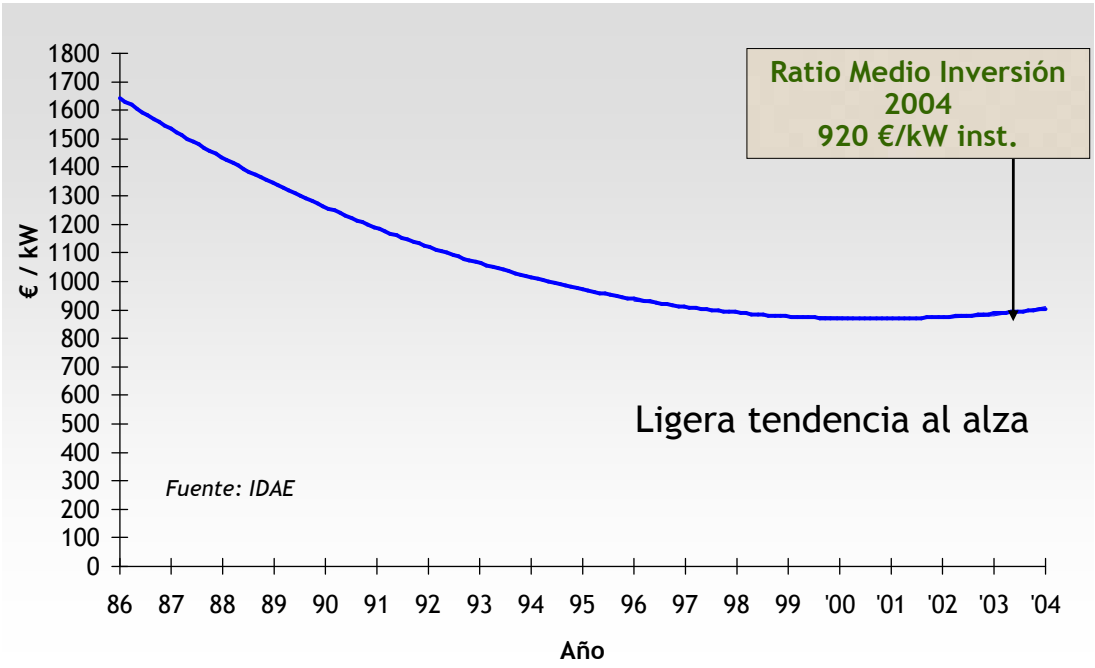
doméstico de unas 18.000 familias españolas. Con dicha producción, que equivale a más de 5.000 tep en término de energía primaria, se evita la emisión a la atmósfera de unas 21.850 toneladas anuales de CO_2, principal gas de efecto invernadero, que se verterían de otro modo a la atmósfera utilizando instalaciones de generación eléctrica de ciclo combinado con gas natural.

La Ley 6/2001, mencionada en el punto anterior, ha sentado las bases medioambientales para la realización de los proyectos eólicos. No obstante, es preciso insistir que son las Comunidades Autónomas quienes tienen competencia plena respecto a cuestiones medioambientales en su ámbito territorial.

En general, los Estudios de Impacto Ambiental requieren una evaluación precisa de los efectos sobre el entorno, así como medidas correctoras para aminorar los posibles impactos que pudieran producirse sobre el medio ambiente local debido a la instalación de un parque: restauración de la cubierta vegetal, enterramiento de líneas eléctricas, etc. Estos estudios deben, por otra parte, precisar un Programa de Vigilancia Ambiental durante la vida útil de la planta, cuya función básica es garantizar la afectación mínima del parque durante la fase de explotación.

3.1.2.6. Aspectos Económicos

La tecnología española ha alcanzado un estado de madurez tal que, junto con la producción casi en serie de los aerogeneradores, ha permitido una disminución significativa de los costes en la construcción e instalación de parques eólicos, como puede apreciarse en la Figura 6, que recoge la evolución, en moneda corriente, de los costes de inversión por kW instalado desde 1986 hasta el año 2004:



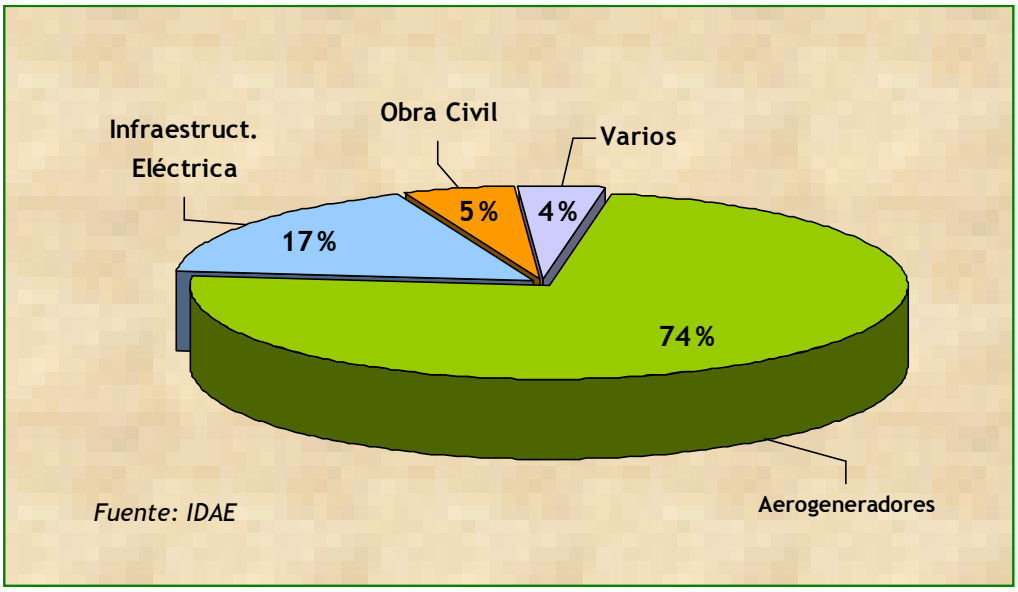
Sector Eólico -Figura 6. Evolución de la Inversión en el área eólica (moneda corriente)

De acuerdo con los datos facilitados por las Comunidades Autónomas y la propia experiencia del IDAE, las inversiones realizadas en el transcurso del año 2004 han supuesto un coste medio aproximado de unos 920 € por kW instalado, contemplando

esta cifra la totalidad de las partidas necesarias para la puesta en funcionamiento de un parque eólico, incluidos los costes de infraestructuras eléctricas de evacuación.

Durante los dos últimos años se está detectando una ligera tendencia al alza, como resultado, entre otros factores, de la instalación de aerogeneradores de alta potencia cuya fabricación en serie todavía no es generalizada, pero que, por otro lado, suponen un mayor aprovechamiento del recurso eólico de los emplazamientos.

Del total de la **inversión** asociada a la tecnología actual de aprovechamiento del recurso eólico, en términos generales los aerogeneradores representan casi tres cuartas partes, mientras que el equipamiento electromecánico, incluida línea de transporte, constituye el 17% y la obra civil el 5%, correspondiendo el 4% restante a inversiones varias, tales como los estudios de evaluación de recursos eólicos, impacto ambiental, promoción, tramitación de permisos e ingeniería.



Sector Eólico -Figura 7. Desglose de la Inversión en el área eólica

Los **gastos de explotación** también han sufrido una importante disminución durante los últimos años, al tiempo que se consolidaban la fiabilidad, las prestaciones y las garantías ofrecidas por los tecnólogos. En total, representan aproximadamente el 22% de la facturación anual de un parque, y pueden desglosarse en las siguientes partidas:

- Operación y Mantenimiento: 57%
- Alquiler de terrenos: 16%
- Seguros e Impuestos: 14%
- Gestión y Administración: 13%

La tendencia actual del conjunto de gastos de explotación es de ligero incremento en términos corrientes, debido a que la mayoría de los conceptos siguen la evolución del IPC, y otros, como la operación y el alquiler de los terrenos, varían, con frecuencia, en función de la tarifa eléctrica.

En general, las retribuciones establecidas en el nuevo Real Decreto 436/2004 para la producción energética proveniente de parques eólicos permiten a este tipo de

proyectos unas tasas internas de retorno superiores al 7%, con recursos propios y después de impuestos.

Dentro del Capítulo 4 del Plan, dedicado a la Financiación de las instalaciones renovables, se incluyen los Casos Tipo para las instalaciones eólicas, indicando los parámetros básicos de partida para el análisis económico-financiero de un proyecto eólico en tierra. Se han considerado factores técnicos y económicos representativos, tales como potencia, horas equivalentes de funcionamiento, vida útil, costes de inversión unitarios, gastos de explotación y precios de venta de la electricidad generada (a tarifa regulada).

Los principales parámetros que definen una instalación tipo, de aprovechamiento energético en el área eólica, se recogen en la tabla que se muestra a continuación.

Parque Eólico – año 2005		
Potencia eléctrica		25 MW
Potencia unitaria aerogeneradores		850 kW – 1.500 kW
Nº aerogeneradores		30 - 16
Vida útil		20 años
Costes de explotación (2006)	22% s/ Facturación	1,51 cent€/kWh
Gastos de desmantelamiento	3,5 % s/ Inversión	820.000 €
Inversión (año 2005)	937 €/kW	23.425.000 €
Horas equivalentes de funcionamiento		2.350 h
Producción eléctrica neta		58.750 MWh/año

Sector Eólico -Figura 8. Parámetros de una instalación eólica tipo

En lo que se refiere a los ingresos de un parque eólico, el RD 436/2004 establece dos alternativas de remuneración para la energía eléctrica evacuada:

1. Venta de la electricidad a la compañía distribuidora a tarifa regulada, cuyo importe depende de la potencia y de los años transcurridos desde que la instalación fue puesta en marcha.
2. Venta libre en el mercado. Dentro de esta modalidad, puede elegirse entre acudir directamente al mercado, a través del sistema de ofertas gestionado por el operador del mercado, o bien formalizar un sistema de contratación bilateral o a plazo con una comercializadora. En cualquier caso, se adquiere una prima que se adiciona al precio horario del mercado, así como otros complementos.

Este Real Decreto ha supuesto, como ya se ha indicado, una mejora sustancial reconocida, en general, por el sector eólico. Por una parte, la introducción de la Tarifa Media de Referencia (TMR), cuya evolución está regulada, permite predecir con suficiente aproximación los ingresos que se esperan en una instalación eólica. Por otra parte, el Real Decreto confiere una estabilidad que permite disminuir los riesgos financieros y eliminar incertidumbres en las inversiones por parte de las entidades financieras.

Al mismo tiempo, el RD 436/2004 introduce un incentivo por participar en el Mercado Eléctrico, cuyo importe también está referido a la Tarifa Media, que está agilizando el paso al Mercado por parte de los productores eólicos. La aparición de diversos agentes comercializadores en el sector eólico está permitiendo avanzar en el objetivo de que exista la mayor similitud posible con la gestión de la producción en el Régimen Ordinario.

El RD 436/2004 también establece otros complementos económicos: por continuidad de suministro frente a huecos, por garantía de potencia (sólo en plantas al mercado), y por energía reactiva, para aquellas instalaciones que contribuyan a la estabilidad técnica del sistema mediante la aplicación de innovaciones tecnológicas en sus instalaciones. Con estos complementos se pretende facilitar la integración de la generación de origen eólico, y en general, de las fuentes renovables, en el Sistema Eléctrico.

Tanto los importes establecidos para la tarifa regulada, la prima y los complementos, se encuentran indexados a la mencionada TMR, definida como la relación entre los costes previstos necesarios para retribuir las actividades destinadas a realizar el suministro de energía eléctrica y la previsión de la demanda de usuario final.

Costes de generación:

Para realizar una estimación del coste de generación eléctrica con energía eólica, se han considerado las mismas hipótesis de inversión, retribución económica y gastos de explotación que en el caso tipo mencionado anteriormente.

En la siguiente tabla se muestran los rangos en los que, previsiblemente, se encontrará el coste de generación, en moneda corriente, del kWh eólico para los parques eólicos, que se pongan en marcha en el año 2005 y en el 2010:

	Año de Puesta en Marcha	Parque Eólico en tierra
Coste de Generación (cent € /kWh)	2005	5,1 – 6,5
	2010	5,6 – 7,0

Sector Eólico -Figura 9. Costes de generación de una instalación eólica

Nota: Para 2005, se ha considerado un ratio de 937 €/kW, (evolucionado al 1,8% anual hasta el 2010), y un abanico entre 2.000 y 2.750 horas netas de funcionamiento equivalente (sólo hasta 2.700 horas en 2010).

3.1.2.7. Análisis de Barreras del Sector

En este epígrafe se comentan las barreras existentes en el área eólica, relacionadas con el aprovechamiento del recurso, con la tecnología, con la normativa, y las barreras económicas y sociales.

Barreras en el aprovechamiento del Recurso Eólico y en la gestión de la producción eléctrica:

Desconocimiento del potencial energético eólico en el mar.

El aprovechamiento del recurso eólico marino es otra forma de hacer frente a la demanda social creciente de energía eléctrica.

En general se estima que la energía obtenible en el mar puede ser superior a las zonas próximas interiores de tierra en torno a un 20%, más fácilmente predecible y de una mayor calidad debido a la no existencia de accidentes orográficos y menores turbulencias.

Sin embargo, no se han llevado a cabo, hasta el momento, estudios con suficiente entidad que determinen el recurso eólico disponible en los posibles emplazamientos marinos.

Infraestructuras eléctricas de evacuación insuficientes.

Se requieren nuevas infraestructuras eléctricas para aprovechar el potencial eólico de emplazamientos en zonas aisladas o próximas a redes saturadas.

En gran medida, las cifras de crecimiento eólico futuro se verán limitadas en función de la capacidad de generar una respuesta ágil ante la demanda de nueva potencia eólica de interconexión, supuestos resueltos los obstáculos técnicos planteados para un mayor grado de penetración eólica.

Por su parte, el desarrollo de las redes de distribución en buena parte depende de las Comunidades Autónomas. Algunas de ellas, tales como Aragón, Castilla – La Mancha, Andalucía, o Asturias, han dado pasos importantes a la resolución de la problemática de la evacuación, estableciendo planes globales, delimitando o priorizando zonas de acceso, etc.

Gestión inadecuada de la producción eléctrica de origen eólico.

El grado de penetración de la energía eólica en el sistema eléctrico ha aumentado muy significativamente en los últimos años, representando aproximadamente el 7% de toda la energía eléctrica en la red durante 2004. Red Eléctrica de España, como operador del sistema, gestiona la totalidad de la energía producida en el régimen ordinario, y sin embargo, no le es posible, hoy por hoy, operar la energía producida por las instalaciones eólicas.

Envejecimiento del parque tecnológico.

Los primeros parques eólicos a gran escala se pusieron en marcha en 1992. Ello significa que antes de que finalice el período 2005-2010, algunos parques eólicos se encontrarán próximos a finalizar su vida útil, o con una tecnología que no obtenga un adecuado rendimiento del recurso eólico existente en el emplazamiento. En ambos casos es previsible que, a corto plazo, se planteen desmantelar las máquinas

existentes, sustituyéndolas por otras con tecnología renovada y mayor potencia unitaria.

Barreras tecnológicas:

Comportamiento de los aerogeneradores y parques existentes frente a perturbaciones en la red.

Hasta ahora, todos los aerogeneradores conectados tienen un diseño que les obliga a desconectarse de red ante cualquier falta de línea superior al 15% de la tensión nominal (Orden Ministerial de 5 de septiembre de 1985). El grado de penetración eólica actual implica que una desconexión múltiple descontrolada puede producir problemas de estabilidad en la red, por lo que se está barajando una serie de medidas técnicas para el cumplimiento de las protecciones de las instalaciones eólicas.

Cada tipo de tecnología tiene un comportamiento frente a red claramente diferenciado y, por lo tanto, se requiere la implantación de medidas tecnológicas de distinta índole para que contribuya a la estabilidad de la red, y en concreto, para que soporten huecos de tensión originados por la presencia de faltas y su posterior despeje por los elementos de protección. La mayor parte de los fabricantes está desarrollando, conjuntamente con los suministradores de componentes, equipos que soporten huecos de tensión y que tengan capacidad de controlar de forma dinámica tanto la energía activa como la reactiva.

Insuficiente innovación tecnológica.

La inversión en I+D+i en el sector eólico está mayoritariamente a cargo del sector privado. Siendo nuestro país uno de los líderes mundiales en el desarrollo de aplicaciones eólicas, mantener este liderazgo va a exigir un gran esfuerzo técnico y económico para hacer frente a la evolución que se prevé en los próximos años.

Fiabilidad de las herramientas de predicción eólica.

A medida que aumenta el número de instalaciones eólicas, se hace más necesario eliminar las dificultades de gestión originadas por la no cuantificación de la energía eléctrica disponible en la red. La existencia de una herramienta de predicción de viento eficaz, facilitaría la plena integración de los parques eólicos dentro de las normas que rigen el mercado eléctrico.

En la actualidad se están desarrollando en el sector distintos modelos de predicción de viento, algunos de ellos con la participación de entidades públicas, que todavía se encuentran en fase de maduración. Con ellos se pretende reducir la imprevisibilidad existente en la generación eléctrica de los parques eólicos.

Falta de tecnología para los parques eólicos marinos, e inexistencia de parques eólicos de demostración en el mar.

En España no hay actualmente instalación eólica alguna ubicada en el mar, si bien existen iniciativas en nuestras costas por parte de diversos promotores, por una cifra superior a los 2.800 MW. En la Unión Europea, a finales del 2004 había más de 600 MW eólicos en emplazamientos marinos, de los que tres cuartas partes se encuentran en Dinamarca.

Para racionalizar la implantación de parques eólicos en el mar, que será clave en el futuro, se entiende recomendable comenzar con instalaciones de demostración, con el objeto de recabar experiencia en el ámbito nacional, y para posteriormente acometer proyectos de mayor envergadura.

Barreras normativas:

Falta de armonización en el desarrollo normativo de ámbito regional.

La regulación y homogeneización de los requisitos administrativos para la promoción de proyectos eólicos, debe mostrarse dinámica y flexible ante el desarrollo eólico alcanzado en cada Comunidad Autónoma, fundamentalmente en aquellas regiones con importantes expectativas de crecimiento del sector.

Una mayor aproximación en los conceptos y procedimientos contenidos en estas normativas facilitaría y agilizaría el desarrollo del sector y las actuaciones de los diferentes promotores.

Normativa de conexión, acceso a la red y condiciones de operación obsoleta.

Como se ha indicado, la reglamentación aplicable para la conexión y acceso a red, así como para la operación de las instalaciones eólicas data de hace dos décadas (Orden Ministerial de 5 de septiembre de 1985). Desde entonces se ha producido una evolución normativa y tecnológica que requiere una nueva regulación en los aspectos aquí tratados.

De hecho, se está trabajando ya en esta nueva reglamentación, cuya publicación se prevé durante el presente año 2005, y que repercutirán en las instalaciones eólicas para que contribuyan a la estabilidad y seguridad del sistema eléctrico.

Regulación de la garantía de origen de la electricidad con fuentes renovables.

La Directiva 2001/77/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo de 27 de septiembre de 2001, relativa a la promoción de electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables, considera éste un objetivo prioritario para la Unión Europea, por razones de seguridad y diversificación del suministro de energía, de protección del medio ambiente y de cohesión económica y social. En concreto, establece un plazo máximo para que sus Estados miembros establezcan un sistema de regulación de la garantía del origen renovable.

En paralelo con la normativa de conexión, se está trabajando en un Real Decreto para la transposición de esta Directiva al ámbito nacional, pretendiendo con ello facilitar el comercio de la electricidad de origen renovable, e incrementar la transparencia en la libre elección de los consumidores.

Limitación de las primas y tarifas actuales hasta alcanzar los 13.000 MW.

El Real Decreto 436/2004, en su artículo 34.5, establece que cuando el grupo b.2 (energía eólica) alcance los 13.000 MW de potencia instalada, se procederá a la revisión de la cuantía de las tarifas, incentivos y primas, expresadas en ese artículo como porcentajes de la tarifa eléctrica media o de referencia.

Regulación específica para las instalaciones eólicas en el mar.

La utilización del dominio público marítimo de las costas españolas, como enclave de parques eólicos, es considerada como un factor clave en el futuro desarrollo eólico, cuando los emplazamientos terrestres escaseen. Por ello, es fundamental sentar unas bases reglamentarias sólidas que racionalicen la implantación de instalaciones eólicas en el mar.

Costes de desvíos en la venta al distribuidor a tarifa regulada.

El Real Decreto 436/2004 establece que todas las instalaciones con más de 10 MW y opción de venta a la distribuidora, deberán comunicar sus 24 previsiones de producción horarias por día, con 30 horas de antelación.

La introducción de los desvíos en la venta al distribuidor elimina la consideración de "tarifa fija" existente en el anterior Real Decreto 2818/1998, que proporcionó una retribución de referencia, y una estabilidad en el sector con buena acogida por parte de los promotores eólicos.

El cálculo de los desvíos y su gestión supondrán una complicación añadida y costes asociados para los promotores, en especial para las PyMES, con parques de dimensiones muy limitadas.

Barreras económicas y sociales:

Rentabilidad insuficiente de las instalaciones eólicas ubicadas en el mar.

El Real Decreto 436/2004 introduce por primera vez una diferenciación entre las instalaciones eólicas en tierra y en el mar, mediante la definición de dos subgrupos dentro del b.2. eólico.

Sin embargo, las retribuciones económicas establecidas son idénticas para ambos subgrupos, mientras que claramente los costes de inversión y de explotación son muy superiores para las instalaciones eólicas marinas. Por ello, el nivel de rentabilidad descrito para los parques eólicos en tierra no es extensible al caso de las instalaciones eólicas ubicadas en el mar.

Contestación social a la implantación de parques eólicos en el mar.

En muchos de los proyectos eólicos en el mar, que se encuentran en distintas fases de promoción en España, se ha constatado la existencia de un fuerte rechazo por parte de asociaciones y grupos de ámbito local. Se considera necesaria la realización de acciones informativas e iniciativas que favorezcan el consenso social para superar estos obstáculos.

A continuación se relacionan brevemente las barreras mostradas en el punto anterior:

Ámbito de aplicación	Barreras
Aprovechamiento del Recurso Eólico y gestión de la producción eólica:	- Desconocimiento del potencial energético en el mar.
	- Infraestructuras de evacuación insuficientes.
	- Gestión inadecuada de la producción eléctrica de origen eólico.
	- Envejecimiento del parque tecnológico.
Aspectos tecnológicos:	- Comportamiento de los aerogeneradores y parques existentes frente a perturbaciones en la red.
	- Insuficiente innovación tecnológica.
	- Fiabilidad de las herramientas de predicción eólica.
	- Falta de tecnología para los parques eólicos marinos, e inexistencia de parques eólicos de demostración en el mar.
Aspectos normativos:	- Falta de armonización en el desarrollo normativo de ámbito regional.
	- Normativa de conexión, acceso a red y condiciones de operación obsoleta (O.M. 05/09/1985).
	- Regulación de la garantía de origen de la electricidad con fuentes renovables.
	- Limitación de las primas y tarifas actuales hasta alcanzar los 13.000 MW.
	- Regulación específica para las instalaciones eólicas en el mar.
	- Costes de desvíos en la venta al distribuidor a tarifa regulada.
Aspectos económicos y sociales:	- Rentabilidad insuficiente de las instalaciones eólicas ubicadas en el mar.
	- Contestación social a la implantación de parques eólicos en el mar.

Sector Eólico -Figura 10. Barreras existentes en el área eólica

3.1.3. Medidas

El marco legislativo nacional, las reglamentaciones autonómicas, y la madurez y la competitividad de la tecnología empleada -en continuo desarrollo-, han propiciado el cumplimiento de los objetivos hasta ahora vigentes para el área eólica, y al mismo tiempo, han generado un sector empresarial especialmente activo y dinámico, para el que se mantienen altas expectativas de crecimiento en el futuro.

Las medidas que se plantean están encaminadas a la eliminación de aquellas barreras que, de algún modo, puedan impedir o dificultar la consecución de los nuevos objetivos eólicos, señalados en este Plan, todo ello dentro del "Escenario Probable" mencionado en el apartado 2.5 de este documento.

La reglamentación aplicable para la conexión y acceso a red de instalaciones eólicas data de hace dos décadas, con la Orden Ministerial de 5 de septiembre de 1985, y no responde a las necesidades actuales y a la evolución normativa y tecnológica que ha tenido lugar desde entonces.

El éxito de todas las actuaciones incluidas está supeditado, por una parte, a la exigencia de que se produzca una revisión de la planificación de infraestructuras eléctricas, para permitir evacuar la nueva generación eólica no prevista con anterioridad y, por otra, a la mejora tecnológica de los aerogeneradores para optimizar su comportamiento frente a red. Ello despejará los obstáculos técnicos planteados para una mayor penetración de la generación eólica en el mercado eléctrico español, sin que afecte a la calidad, fiabilidad y seguridad del suministro. En este sentido, Red Eléctrica de España se encuentra estudiando las distintas alternativas para avanzar hacia un mayor grado de penetración de la generación eólica en el sistema eléctrico, que sea compatible con la seguridad de operación y que permita integrar el objetivo eólico definido en este Plan.

Igualmente se considera imprescindible mantener el Marco Legislativo actual, sin variaciones sustanciales, durante el período 2005-2010 (Ley 54/1997 del Sector Eléctrico y Metodología de Revisión de Tarifas establecidas en el RD 436/2004 del régimen especial). Asimismo, deben mantenerse los criterios actuales de ordenación del territorio y planificación energética, por parte de las Comunidades Autónomas.

Se resumen las medidas que se proponen para potenciar el ritmo de crecimiento en la consecución de los nuevos objetivos eólicos:

- Revisión al alza de la Planificación vigente para los Sectores de Gas y Electricidad (aprobada en septiembre de 2002 para el período 2002-2011), y el adecuado desarrollo de las redes de transporte asociadas, en el período 2005-2010, teniendo en cuenta los objetivos eólicos derivados de este Plan.

- Modificación del RD 436/2004, eliminando los desvíos para las instalaciones acogidas a la opción de venta a tarifa regulada, y manteniendo la transitoriedad del RD 2818 hasta el 2010.

- Modificación del RD 436/2004, incrementando hasta 20.000 MW el límite de potencia eólica del régimen económico establecido, en lo relativo a las cuantías de las tarifas, incentivos y primas.

- Actualización de la Normativa Administrativa y Técnica de Operación y Conexión a red. Está relacionada con la mejora tecnológica de los aerogeneradores, para optimizar la respuesta de los parques eólicos ante la aparición de perturbaciones en la red.

- Transposición a la legislación nacional de la Directiva 2001/77/CE para la promoción de las Energías Renovables, relativa a la garantía de origen para la generación eléctrica con fuentes renovables.

- Homogeneización de los procedimientos administrativos en las Comunidades Autónomas, sobre todo medioambientales. Eliminación de las moratorias de tramitación establecidas en algunas regiones (Cantabria, Navarra, La Rioja, Asturias, Aragón).

- Participación pública más activa en I+D+i, para el desarrollo de la tecnología nacional, sobre todo en lo relativo a la calidad de la energía y tamaño unitario de máquinas (mayores de 2 MW).

- Desarrollo de herramientas de predicción con fiabilidad suficiente, que faciliten la plena integración de la energía eólica en el sistema eléctrico.

- Desarrollo de legislación específica para los parques eólicos en el mar.

- Desarrollo de aerogeneradores nacionales con tecnología adaptada a las condiciones marinas, e implantación de parques de demostración en el mar.

- Establecimiento en REE de un centro único de operaciones del Régimen Especial -equivalente al del Régimen Ordinario-, gestionado por Red Eléctrica de España, y que asegure la aplicación de los criterios de operación más objetivos y fiables.

- Desarrollo de centros de coordinación de parques eólicos que agrupen instalaciones de una misma empresa o de un determinado ámbito territorial.

- Modificación del plazo de aplicación del incentivo para la adaptación de parques con aerogeneradores antiguos, en relación con la continuidad del suministro frente a huecos de tensión.

El siguiente cuadro resume las medidas planteadas, asociándolas con las barreras mencionadas anteriormente sobre las que inciden. Igualmente, se incluye el organismo o actor responsable de acometer cada medida propuesta, así como los años del Plan en los que debería realizarse y mantenerse cada actuación. En general, o bien las medidas propuestas no tienen coste, o su valoración se escapa del objeto de este documento.

Barreras	Medidas	Responsable	Coste	Calendario
- Infraestructuras de evacuación insuficientes.	- Desarrollo de redes de transporte.	REE	Pendiente de Valoración	2006-2010
	- Revisión de la Planificación de los Sectores de Gas y Electricidad.	REE y Ministerio de Industria	---	2006
- Gestión inadecuada de la producción eléctrica de origen eólico.	- Establecimiento en REE de un centro único de operaciones para el Régimen Especial.	REE y Ministerio de Industria	Pendiente de Valoración	2005-2006
	- Desarrollo de centros de coordinación de parques eólicos que agrupen instalaciones de una misma empresa o de un determinado ámbito territorial.	REE y operadores	Pendiente de Valoración	2006-2007
	- Ampliación del plazo de aplicación del incentivo para la transformación de aerogeneradores antiguos.	Ministerio de Industria	Pendiente de Valoración	2005

- Apoyo insuficiente a la Innovación tecnológica.	- Participación pública más activa en I+D+i, para el desarrollo de la tecnología nacional.	Ministerio de Industria/IDAE y Ministerio de Ciencia y Tecnología	Pendiente de Valoración	2005-2010
- Fiabilidad de las herramientas de predicción eólica.	- Desarrollo de herramientas de predicción con fiabilidad suficiente.	Agentes del Sector	Pendiente de Valoración	2005-2006
- Falta de regulación específica para instalaciones eólicas en el mar.	- Desarrollo de legislación específica.	Ministerios de Industria y Medio Ambiente	---	2005-2006
- Falta de tecnología para los parques eólicos marinos, e inexistencia de parques en el mar.	- Desarrollo de aerogeneradores nacionales adaptados a condiciones marinas, e implantación de parques de demostración en el mar.	Tecnólogos e IDAE	Pendiente de Valoración	2006-2008
- Penalizaciones por desvíos en la venta al distribuidor a tarifa regulada.	- Modificación del RD 436/2004, eliminando desvíos para las instalaciones acogidas a la tarifa regulada.	Ministerio de Industria	---	2005
- Falta de armonización en el desarrollo normativo de ámbito regional.	- Homogeneización de procedimientos administrativos en las CC AA, sobre todo medioambientales.	CC AA, Ministerios de Industria y Medio Ambiente	---	2005-2010
	- Eliminación de moratorias de tramitación en algunas regiones.	CC AA	---	2005-2006
- Normativa de conexión, acceso a red y condiciones de operación obsoleta (O.M. 05/09/1985).	- Nuevo Real Decreto sobre Conexión de instalaciones en el régimen especial.	Ministerio de Industria	---	2006
- Regulación de la garantía de origen de la electricidad con fuentes renovables.	- Transposición de la Directiva 2001/77/CE, sobre garantía de origen.	Ministerio de industria	---	2005
- Limitación de las primas y tarifas actuales hasta alcanzar los 13.000 MW.	- Modificación del RD 436/2004, incrementando el límite de potencia eólica para el régimen económico establecido.	Ministerio de industria	---	2005

Sector Eólico -Figura 11. Medidas planteadas en el área eólica

A principios de 2005 se ha puesto la primera piedra para racionalizar la implantación de las instalaciones eólicas en el mar, en lo relativo a la tramitación administrativa de los proyectos. Dentro del conjunto de reformas incluidas en el documento "100 Medidas de Impulso a la Productividad", aprobado por el Consejo de Ministros el 25 de febrero de 2005, se incluye la elaboración, antes de octubre de 2005, de un procedimiento reglado para el establecimiento de instalaciones de producción de energía eléctrica cuya localización se sitúe dentro del dominio público marítimo-terrestre. Se espera que este procedimiento facilite la tramitación de los primeros expedientes para parques eólicos marinos, y en cualquier caso, permita la instalación de parques de demostración.

Con relación a las instalaciones eólicas ubicadas en el mar, todavía no hay ninguna en nuestro país. Actualmente existen diversos proyectos eólicos marinos ambiciosos, que se encuentran en una fase inicial de diseño e ingeniería básica, en las costas de Cádiz, Huelva, Castellón y en el Delta del Ebro. Se considera improbable que estos proyectos mencionados se pongan en marcha durante el periodo 2005 – 2010.

Aunque no se considera prioritario el desarrollo de la energía eólica marina a gran escala en el horizonte 2005-2010 de este Plan de las Energías Renovables, deberían plantearse unas medidas adicionales durante este período, que incluyeran una revisión al alza de la prima eólica para estas instalaciones, de tal manera que les dotasen de niveles de rentabilidad razonable. Igualmente, sería conveniente que se llevasen a cabo los estudios necesarios para la delimitación de zonas marinas compatibles con el aprovechamiento eólico, y prever las modificaciones oportunas de las infraestructuras eléctricas de transporte.

En relación con la actualización de normativa técnica de conexión a red y operación, en marzo de 2005 se han publicado los Procedimientos de Operación del Sistema 12.1, 12.2 y 12.3, relativos a la conexión a la red de transporte. En ellos se define la curva tensión-tiempo admisible para el hueco de tensión que las instalaciones de generación, tanto en régimen ordinario como en el especial, tienen que soportar sin desconexión en el punto de conexión a la red de transporte. No obstante, se encuentra en elaboración conjunta entre Ministerio de Industria y Red Eléctrica de España el Procedimiento de Operación que regule los requerimientos mínimos que han de cumplir las protecciones de las distintas instalaciones y tecnologías de producción en régimen especial, a efectos de garantizar la continuidad de suministro frente a los huecos de tensión.

3.1.4. Objetivos 2010

Los objetivos eólicos mantenidos hasta ahora se presumen fácilmente alcanzables con anterioridad al 2010, sobre todo teniendo en cuenta que la potencia eólica media instalada en los últimos tres años ha superado los 1.600 MW anuales, no existiendo actualmente ningún síntoma de decaimiento.

Existen factores que propician un mayor impulso al desarrollo del sector eólico en España:

- Amplio potencial eólico todavía sin aprovechar.
- Normativa favorable, que ha permitido consolidar la confianza y el interés de los promotores.
- Sector industrial maduro con un muy elevado nivel tecnológico y capacidad de fabricación nacional.
- Las planificaciones de los Gobiernos autonómicos soportan los objetivos planteados.
- La incorporación de mejoras tecnológicas, en el comportamiento de los aerogeneradores frente a red, permitirá un alto grado de penetración de la energía eólica, sin afectar a la seguridad de abastecimiento eléctrico.

En este apartado se identifica un nuevo objetivo de incremento eólico para el período 2005-2010, dentro de la planificación de las energías renovables en su conjunto. La consecución de este objetivo requiere que se adopten, en los periodos fijados, las medidas planteadas en el apartado anterior.

3.1.4.1. Potencia y Datos Energéticos

Haciendo uso de sus competencias en materia de ordenación y planificación energética, algunas Comunidades Autónomas han elaborado sus propios Planes Energéticos, siendo, en todos los casos, los objetivos de potencia eólica instalada más ambiciosos que los planteados en las previsiones realizadas en el anterior Plan de Fomento, aunque alguno con distintos horizontes temporales.

En la Figura 12 se indican los objetivos regionales propios de las Comunidades Autónomas, si bien se han mantenido los valores previstos en el Plan de Fomento para aquellas regiones que no han elaborado un documento de planificación propio, o las previsiones incluidas en el documento de Planificación de los sectores de gas y electricidad de septiembre de 2002.

Comunidad Autónoma	Potencia (MW)	Año	Documento Soporte
ANDALUCÍA	4.000	2010	Plan Energético Andalucía (PLEAN)
ARAGÓN	4.000	2012	Plan Energético Aragón 2005-2012 (en elaboración)
ASTURIAS	900	2010	Plan Regional (en elaboración)
BALEARES	75	2015	Plan Director Sectorial Energético
CANARIAS	893	2011	Decreto 53/2003 Canarias
CANTABRIA	300	2010	PLAFER (Sin Plan Regional)
CASTILLA Y LEÓN	6.700	2010	Previsión Regional (pendiente de conexión)
CASTILLA - LA MANCHA	4.450	2011	Planificación Redes Electricidad y Gas
CATALUÑA	3.000	2010	Mapa Eólico Catalán (en elaboración)
EXTREMADURA	225	2010	PLAFER (Sin Plan Regional)
GALICIA	6.300	2010	Plan Eólico Estratégico Galicia (en elaboración)
MADRID	50	2010	PLAFER (Sin Plan Regional)
MURCIA	850	2012	Planificación Energética Regional
NAVARRA	1.530	2011	Planificación Redes Electricidad y Gas
LA RIOJA	660	2011	Planificación Redes Electricidad y Gas
COMUNIDAD VALENCIANA	2.359	2010	Plan Eólico Valenciano
PAÍS VASCO	624	2010	3E-2010 (Pendiente Aprobación)
TOTAL	**36.916 MW**		

Sector Eólico -Figura 12. Objetivos eólicos de las Comunidades Autónomas

La suma de los objetivos regionales definidos por las Comunidades Autónomas, complementados con los de las planificaciones nacionales preexistentes –Plan de Fomento y Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas- para aquellas que no disponen de planificación propia al respecto, supone una potencia total instalable del orden de 37.000 MW, con horizontes situados entre 2010 y 2012 en la práctica totalidad de los casos.

Especialmente ambiciosos se estiman los objetivos eólicos planteados por las Comunidades de Andalucía (4.000 MW en el 2010, cuando a finales del año 2004 sólo disponen de 350 MW), Cataluña (3.000 MW en 2010, con sólo 94 MW en 2004), Castilla y León (6.700 MW en 2010), Galicia (6.300 MW en 2010), Castilla-La Mancha (4.450 MW en 2011), Aragón (4.000 MW en 2012), Canarias (893 MW en 2010, con 139 MW en el 2004 y las características específicas de los sistemas eléctricos insulares), y la Comunidad Valenciana (2.359 MW en 2010, con 21 MW instalados en 2004).

En los anteriores apartados se ha analizado la evolución experimentada en el área eólica tras los cinco primeros años de vida del Plan de Fomento, así como la situación del cumplimiento de los objetivos previstos. Igualmente se han presentado tanto los aspectos tecnológicos, como los económicos y medioambientales, relativos a las peculiaridades de los proyectos eólicos y del sector en general. Por último, se ha propuesto una serie de medidas de

actuación que refuercen la tendencia de evolución actual y asienten el adecuado desarrollo futuro.

Se han destacado igualmente los efectos positivos que, sobre la implantación de nuevas instalaciones eólicas, se prevé conferirá el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, relativo al Régimen Especial. Por una parte, la nueva metodología permitirá una mayor predictibilidad de la retribución, asentando la confianza y el interés de la inversión privada. Y por otra parte, el establecimiento de incentivos por participación en el mercado y de nuevos complementos a la remuneración, por garantía de potencia, por energía reactiva y por continuidad frente a huecos, contribuirá, sin duda, a proporcionar una mayor estabilidad del sistema eléctrico, permitiendo una mayor penetración de la energía eólica en el balance energético nacional.

Se establece como objetivo eólico del Plan, la instalación -para el conjunto del territorio nacional- de una potencia eólica incremental de 12.000 MW en el período 2005-2010. En la tabla siguiente se realiza un desglose meramente indicativo -y en ningún caso limitativo- de estos 12.000 MW en cada una de las Comunidades Autónomas. Para realizar esta distribución, se han tenido en cuenta los siguientes factores:

- Recursos eólicos existentes.
- Grado de desarrollo regional de la energía eólica: instalaciones en funcionamiento, en construcción y en fase de tramitación administrativa.
- La propia planificación eólica de las Comunidades Autónomas.
- Estado de la normativa regional y grado de desarrollo.
- Evolución tecnológica territorial en el sector eólico.

ÁREA EÓLICA			
Comunidad Autónoma	**Situación Año 2004 (MW)**	**Incremento 2005-2010 (MW)**	**Potencia al 2010 (MW)**
ANDALUCÍA	350	1.850	2.200
ARAGÓN	1.154	1.246	2.400
ASTURIAS	145	305	450
BALEARES	3	47	50
CANARIAS	139	491	630
CANTABRIA	-	300	300
CASTILLA Y LEÓN	1.543	1.157	2.700
CASTILLA – LA MANCHA	1.534	1.066	2.600
CATALUÑA	94	906	1.000
EXTREMADURA	-	225	225
GALICIA	1.830	1.570	3.400
MADRID	-	50	50
MURCIA	49	351	400
NAVARRA	854	546	1.400
LA RIOJA	356	144	500
COMUNIDAD VALENCIANA	21	1.579	1.600
PAÍS VASCO	85	165	250
TOTAL AÑO 2010	**8.155 MW**	**12.000 MW**	**20.155 MW**

Fuente: IDAE

Sector Eólico -Figura 13. Objetivos Eólicos al 2010.

Se prevé que las Comunidades Autónomas de Galicia, ambas Castillas y Aragón mantengan la actual tendencia de implantación de parques eólicos, y continúen liderando el desarrollo eólico regional. Sin embargo, se espera que los mayores incrementos de potencia eólica instalada en el período 2005-2010 se produzcan en Andalucía, cuyo potencial eólico es muy destacable, y en la Comunidad Valenciana, cuyo despegue en el sector se supone próximo a producirse. Del mismo modo, se prevé que Cataluña también sea una región con una alta implantación de instalaciones eólicas en el período de aplicación del Plan.

Todo ello, lógicamente se encuentra condicionado por el adecuado desarrollo y dimensionado de la red de transporte para el acceso de nueva generación a la red.

Con relación a las instalaciones eólicas ubicadas en el mar, todavía no hay ninguna en nuestro país. Actualmente existen diversos proyectos eólicos marinos ambiciosos, que se encuentran en una fase inicial de diseño e ingeniería básica, en las costas de Cádiz, Huelva, Castellón y en el Delta del Ebro. Si se avanza en la resolución de las barreras actuales para su implantación, cuestión en la que se está ya trabajando, cabría pensar que en el horizonte del año 2010, estas instalaciones podrían aportar en torno a los 1.000 MW. Se continuará con los estudios iniciados para el aprovechamiento de los recursos geotérmicos y de mareas. En el apartado 3.1.6, relativo a las Líneas de Innovación Tecnológica en el Área Eólica, se contempla la implantación de parques eólicos marinos de demostración.

La evolución anual prevista de la nueva potencia a instalar (no se contempla aquí la posible aportación de la eólica marina), dentro del período 2005-2010, es la siguiente:

ÁREA EÓLICA

		2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL 2005-2010
POTENCIA EÓLICA ANUAL	MW	1.800	2.000	2.200	2.200	2.000	1.800	**12.000**

Sector Eólico -Figura 14. Evolución anual del incremento de potencia eólica del Plan.

Se insiste en que este crecimiento de potencia eólica mantenido durante el período únicamente es posible si se produce una pronta revisión del Documento de Planificación de Infraestructuras, así como la ejecución de de las infraestructuras eléctricas de transporte asociadas.

La siguiente tabla refleja los resultados energéticos previstos en lo relativo a la generación eléctrica de origen eólico:

ÁREA EÓLICA

		2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL 2005-2010
PRODUCCIÓN EÓLICA ANUAL	GWh	2.115	6.580	11.515	16.685	21.570	25.940	**84.405**

Sector Eólico -Figura 15. Incrementos anuales de la producción eólica por la potencia instalada en el período de vigencia del Plan.

Se destaca que la producción eólica correspondiente a la potencia incremental de 12.000 MW prevista en el año 2010 es de 25.940 GWh.

3.1.4.2. Emisiones evitadas y generación de empleo

La siguiente tabla muestra las emisiones evitadas de CO_2 únicamente en el año 2010, debido al incremento de potencia de 12.000 MW previsto, y tomando como referencia las instalaciones de generación de electricidad con Gas Natural en Ciclos Combinados, supuesto un rendimiento de central medio del 54%:

		ÁREA EÓLICA
EMISIONES CO_2 EVITADAS EN 2010	(t CO_2)	9.649.680

Sector Eólico -Figura 16. Emisiones de CO_2 evitadas en 2010 debido al incremento de potencia eólica previsto en el Plan.

La siguiente tabla contiene los ratios utilizados para la estimación de generación de empleo a finales de 2010, correspondiente al incremento de potencia eólica en el período de vigencia del Plan:

Ratios de Generación de Empleo	ÁREA EÓLICA
Fase de Construcción e Instalación	13 hombres-año por MW (25% directos)
Operación y Mantenimiento	1 empleo por cada 5 MW (directo)

Sector Eólico -Figura 17. Ratios de generación de empleo en el área eólica, en hombres-año.

El concepto de hombres-año es equivalente, en términos cuantitativos, al trabajo necesario para acometer los objetivos eólicos previstos en el Plan, suponiendo 1.800 horas de trabajo por hombre y año.

Estos ratios de creación de empleo estimado se corresponden con los incluidos en el Plan de Fomento de las Energías Renovables 1999-2010, en base al análisis de las instalaciones eólicas y de la industria del sector existentes en España a finales de 1998. Estos mismos ratios fueron utilizados por ECOTEC como datos de partida para la elaboración en 1999 del Informe de generación de empleo de ámbito europeo *"The Impact of Renewables on Employment and Economic Growth"*, bajo el Programa Europeo ALTENER, en el que colaboró IDAE, entre otras agencias de energía del continente. Utilizando las conclusiones de este estudio -en términos de empleo neto asociado-, los objetivos eólicos de este Plan generarían unos 38.000 puestos de trabajo durante el período 2005-2010.

A modo de ejemplo, para una instalación eólica tipo de 25 MW, durante la fase de construcción y montaje se estima la cifra de 325 empleos equivalentes creados –en unidades de hombres-año, correspondiente a puestos de trabajo de duración anual-. De ellos un 25% se supone como generación de empleo directamente en el sector eólico, y un 75% correspondería a empleos indirectos creados en otros sectores que lo abastecen. Igualmente se estima que dicha instalación tipo de 25 MW supone la creación de 5 puestos de trabajo durante la fase de Operación y Mantenimiento para toda la vida útil del parque eólico.

El cuadro siguiente indica la generación de empleo estimada, en unidades de hombres-año, a partir de los ratios indicados:

GENERACIÓN DE EMPLEO		ÁREA EÓLICA
Fase de Construcción e Instalación	(hombres-año)	156.000
Fase de Operación y Mantenimiento	(hombres-año)	8.400
TOTAL EMPLEO GENERADO	(hombres-año)	**164.400**

Sector Eólico -Figura 18. Generación de empleo en el área eólica, en hombres-año.

3.1.4.3. Inversiones Asociadas

Para los parques eólicos en tierra, se ha considerado un ratio medio de inversión de 937 € por kW instalado en el año 2005, evolucionado con un 1,8% anual durante todo el período.

Teniendo en cuenta la potencia eólica anual prevista, se ha obtenido la siguiente evolución de la inversión anual asociada al sector eólico:

		ÁREA EÓLICA						
		2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL 2005-2010
INVERSIÓN ANUAL	(mill. €)	1.686	1.907	2.135	2.174	2.012	1.843	**11.756**

Sector Eólico -Figura 20. Evolución anual de la inversión asociada en el área eólica.

3.1.4.4. Ayudas Públicas

Debido al estado de madurez en el que se encuentra el sector eólico, no se requieren subvenciones a la inversión durante el período. El apoyo público se limita a las primas establecidas dentro del marco dispuesto para el régimen especial por el Real Decreto 436/2004.

De este modo, para las instalaciones eólicas que entren en funcionamiento (todas ellas previstas en tierra) se ha aplicado la prima equivalente al 40% de la Tarifa Media o de Referencia (TMR), estimando que se actualiza anualmente con un 1,4%.

Con estas consideraciones, los apoyos públicos anuales serían los que a continuación se exponen:

		ÁREA EÓLICA						
		2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL 2005-2010
APOYO PÚBLICO	(mill. €)	62	196	347	510	669	815	**2.599**

Sector Eólico -Figura 21. Evolución anual de los apoyos públicos asociados en el área eólica.

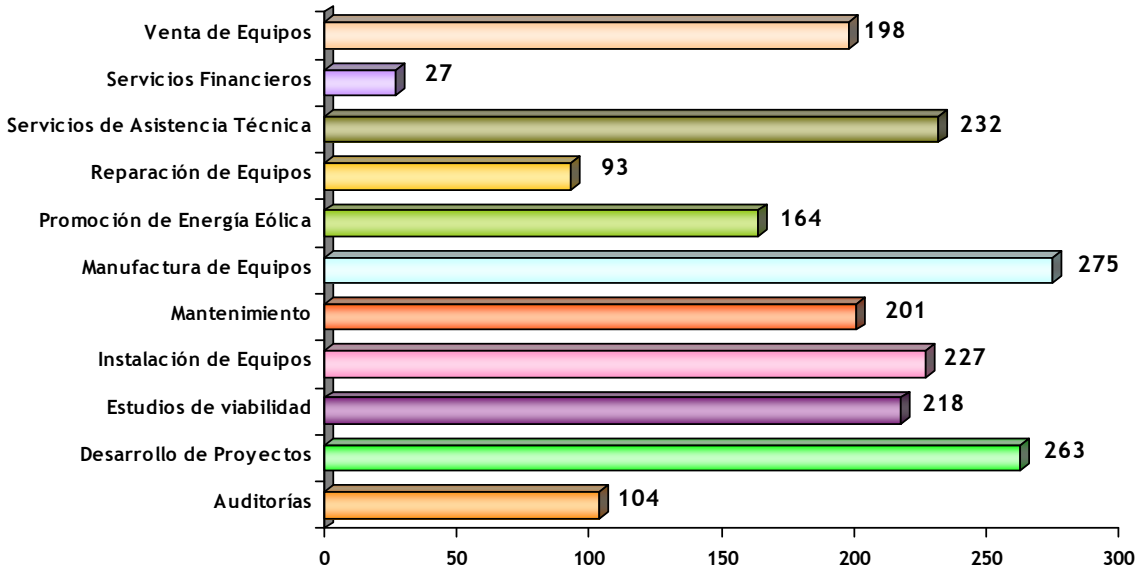
En consecuencia, el valor acumulado de las primas a percibir en todo el período 2005-2010, por las instalaciones eólicas puestas en marcha, asciende a 2.599 millones de euros, siendo 815 millones de euros el importe en el último año 2010.

3.1.5. El Sector Industrial en España

El desarrollo del conjunto del sector ha propiciado la creación de nuevas empresas y la adaptación de otras al ámbito eólico. En el momento actual, existen **más de 550 empresas** -por lo general, de pequeño tamaño con menos de 25 empleados- que operan en el sector, y que suministran la mayoría de los componentes utilizados. Ello confirma que se ha consolidado un sector industrial especializado en dar respuesta a la demanda eólica en la cadena de suministro de los fabricantes de aerogeneradores.

La importancia del sector industrial nacional, en relación con el resto de países, queda reflejada en el hecho de que -durante el pasado año 2004- uno de cada cuatro aerogeneradores que se pusieron en marcha tuvo lugar en nuestro país (1.920 MW eólicos nuevos en España, respecto a los 8.000 MW en todo el mundo).

A modo representativo, en la Figura 22 se ha incluido un desglose cuantitativo de las empresas implicadas en el sector, en función de las actividades que desarrollan, tales como la promoción y desarrollo de proyectos eólicos, la manufactura e instalación de equipos, mantenimiento de instalaciones, etcétera.



Sector Eólico -Figura 22. Número de empresas por tipo de actividad en el Sector Eólico.

NOTA: En total se han contabilizado más de 550 empresas, que generalmente realizan al mismo tiempo distintas actividades en el sector.

Las empresas nacionales, especializadas en la cadena de suministro de los fabricantes de aerogeneradores, siguen las especificaciones técnicas más exigentes,

y exportan sus productos a terceros países. Entre ellos, se encuentra el fabricante de palas LM Composites, de origen danés, con plantas de fabricación en las provincias de Toledo, La Coruña y León, desde las que se suministra tanto al mercado español como al portugués y francés.

El conjunto de los fabricantes instalados en España garantiza una amplia oferta de aerogeneradores comerciales con fiabilidad demostrada. Conviven una **docena de tecnologías** comercialmente disponibles, cinco de ellas nacionales [GAMESA EOLICA, MADE (Grupo GAMESA) ECOTÈCNIA, INGETUR-EHN, M TORRES], y otra más con transferencia tecnológica (NAVANTIA-SIEMENS, anteriormente IZAR-BONUS). Para la totalidad de las plantas de fabricación de palas, góndolas, torres y ensamblaje de aerogeneradores, se estima una capacidad de fabricación nacional superior a los 2.500 MW al año.

3.1.6. Líneas de Innovación Tecnológica

En el área eólica, España se sitúa entre las primeras potencias mundiales, tanto en capacidad eólica instalada como en cuota de mercado de nuestros fabricantes. De hecho, los fabricantes españoles suministran más del 15 % de los aerogeneradores instalados en el mercado global. Considerando el desarrollo experimentado, España se encuentra en disposición de mantener e incluso potenciar su situación privilegiada. Para ello, es necesario impulsar las actuaciones a llevar a cabo en el campo de la innovación tecnológica en las empresas nacionales.

En el horizonte 2005-2010, a los fabricantes nacionales se les plantea como prioritario realizar esfuerzos encaminados hacia los siguientes objetivos:

- Sistemas avanzados de control de la calidad de la energía cedida a la red.
- Desarrollo de aerogeneradores con potencia unitaria superior a los 2 MW.
- Aplicación de nuevos materiales más resistentes y con menores costes asociados, en particular en la fabricación de palas, para optimizar el aprovechamiento del recurso.
- Adaptación de los aerogeneradores de alta potencia para soportar los mayores requerimientos técnicos para su implantación mar adentro.
- Implantación de parques eólicos marinos de demostración.

El desarrollo de modernas aplicaciones y herramientas de control de la calidad de la energía eléctrica vertida a la red, permitirá optimizar el comportamiento de los parques eólicos frente a la existencia de perturbaciones en la red, de manera que se consiga optimizar sus condiciones de funcionamiento y colaborar más activamente en garantizar el suministro eléctrico al usuario final.

Hoy por hoy, ningún fabricante nacional dispone de aerogeneradores diseñados o adaptados para soportar los severos condicionantes ambientales del mar. En este campo, se presenta para los tecnólogos nacionales la necesidad de competir en un mercado en el que la potencia unitaria de los aerogeneradores se sitúa en valores superiores a los 3 MW. La experiencia obtenida en el desarrollo de las máquinas actuales será muy útil para conseguir, sin costes y riesgos excesivos, atender esta demanda creciente.

Si bien existen más de una quincena de parques eólicos marinos en distintos países de la Unión Europea (Dinamarca, Reino Unido, Irlanda, Suecia, Holanda y Alemania), todavía no hay ninguno en el ámbito nacional. Esto implica que los fabricantes nacionales tienen una experiencia nula en la subsanación de los problemas de logística que aparecen cuando se realizan las labores de operación y mantenimiento en los parques emplazados en el mar.

Por esta razón, particularmente se considera importante dirigir esfuerzos a la ejecución de proyectos de demostración de parques eólicos pre-comerciales ubicados en el mar. Ello permitiría extraer conclusiones claras, en un plazo no muy largo, sobre la viabilidad técnica y económica de este tipo de instalaciones en nuestro país, así como obtener experiencia en la gestión y explotación de los parques marinos.

Sector Hidroeléctrico

CAPÍTULO 3.2

PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA 2005-2010

3.2. SECTOR HIDROELÉCTRICO

La Energía hidroeléctrica constituye una de las fuentes principales de electricidad del país, con una larga tradición histórica que ha permitido en la actualidad conformar un sector tecnológicamente maduro y muy consolidado, fruto de los elevados recursos existentes. La evolución de la energía hidroeléctrica en España en las últimas décadas ha sido siempre creciente, aunque la participación de ésta en el total de energía eléctrica producida ha ido disminuyendo.

El análisis del sector hidroeléctrico desarrollado en este capítulo se inicia con una revisión de la situación europea dentro de los objetivos recogidos en el Libro Blanco de las Energía Renovables, para a continuación analizar más en profundidad la situación del sector en nuestro país, siempre diferenciando entre las centrales hidroeléctricas menores de 10 MW (minicentrales) y las centrales hidroeléctricas entre 10 y 50 MW.

Con relación al ámbito nacional, se inicia el capítulo analizando la situación actual del sector para dar paso a continuación al estudio de los recursos hidroeléctricos, donde se identifica el potencial hidroeléctrico pendiente de desarrollar distribuido por cuencas hidrográficas, y a los análisis de los aspectos tecnológicos, medioambientales y económicos más relevantes en relación con los aprovechamientos hidroeléctricos.

Este sector ha alcanzado una alta eficiencia tecnológica, como resultado de muchos años de desarrollo. Desde el punto de vista medioambiental, cabe destacar que la energía hidroeléctrica es la energía con menores repercusiones o impactos medioambientales.

En cuanto a los aspectos económicos, se ha analizado el coste de inversión y de implantación de una central hidroeléctrica, así como los diversos factores que influyen sobre el mismo y la distribución porcentual entre los distintos componentes.

A continuación, el siguiente apartado se dedica a examinar el conjunto de medidas que se consideran fundamentales para potenciar el ritmo de crecimiento del sector, de acuerdo con las barreras detectadas que impiden un mayor desarrollo del mismo.

En base a todo lo anterior, se establecen los nuevos objetivos para el año 2010, estableciéndose un incremento de potencia instalada de 450 MW para el área minihidráulica y 360 MW para el área hidráulica entre 10 y 50 MW.

En los últimos apartados se incluye una aproximación al sector industrial nacional y su estructura y finalmente, un estado de las líneas de innovación tecnológica, aunque en este sector no se establecen objetivos específicos prioritarios dado el alto grado de madurez de esta tecnología.

3.2.1. Situación en la Unión Europea

El marco legislativo de las Energías Renovables en la Unión Europea está basado en el **"Libro Blanco** para una Estrategia Común y un Plan de Acción para las Energías Renovables", desarrollado en 1997 por parte de la Comisión de las Comunidades Europeas. En este documento se establecía como objetivo general la aportación de las fuentes de energías renovables en un porcentaje del 12% de la energía primaria demandada en la Unión Europea en el año 2010.

En particular se establece como objetivo para la energía hidroeléctrica alcanzar los 105.000 MW en el año 2010, distribuidos de la siguiente forma:

- Grandes Centrales (>10MW): 91.000 MW (incluidas las de bombeo).
- Pequeñas Centrales (<10MW): 14.000 MW.

Esto significa incrementar en un 10% y casi un 47% de la potencia instalada en 1995 con grandes y pequeñas centrales respectivamente, así como producir el 12 % de la generación eléctrica total prevista para ese año.

Como se observa en los gráficos siguientes, España ocupa un papel destacado en el área hidroeléctrica a nivel europeo: ocupa el tercer lugar respecto al resto de países de la Unión Europea en cuanto a potencia hidroeléctrica instalada con centrales menores de 10 MW y el cuarto lugar en cuanto a centrales de potencia comprendida entre 10 y 50 MW.

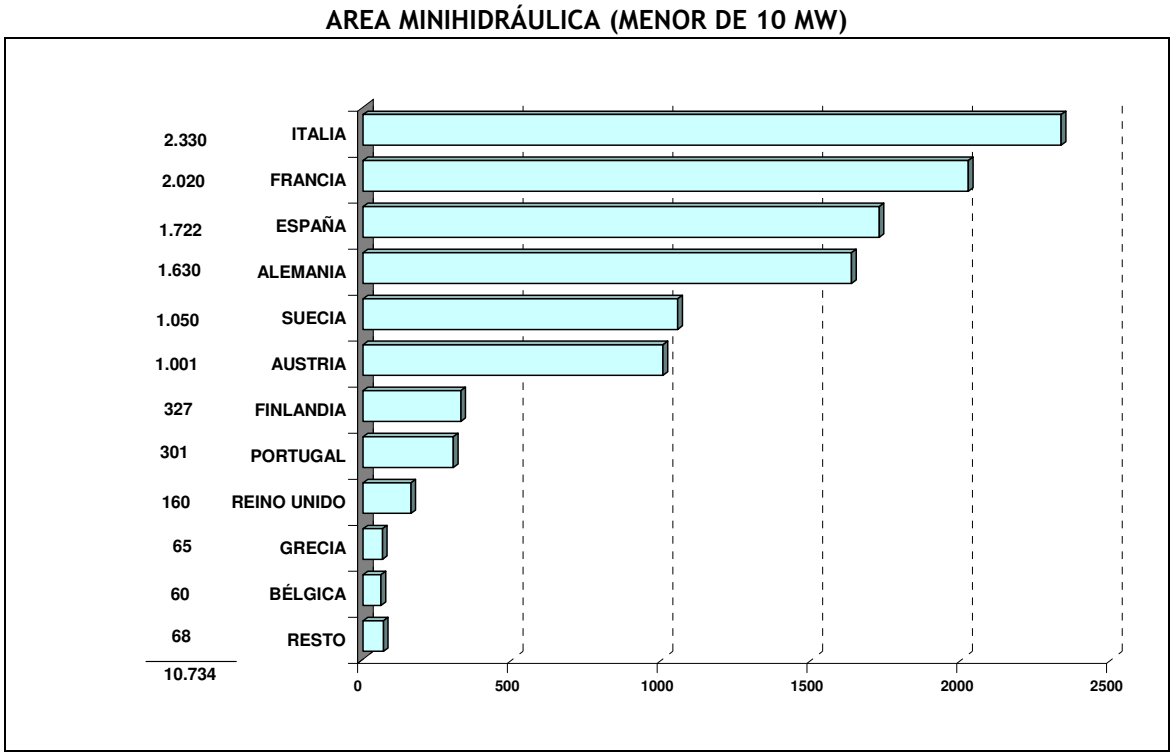


Figura 1.- Potencia instalada con CC.HH. menores de 10 MW en la Unión Europea a 31/12/2003. Fuente: EurObserv'ER 2004.

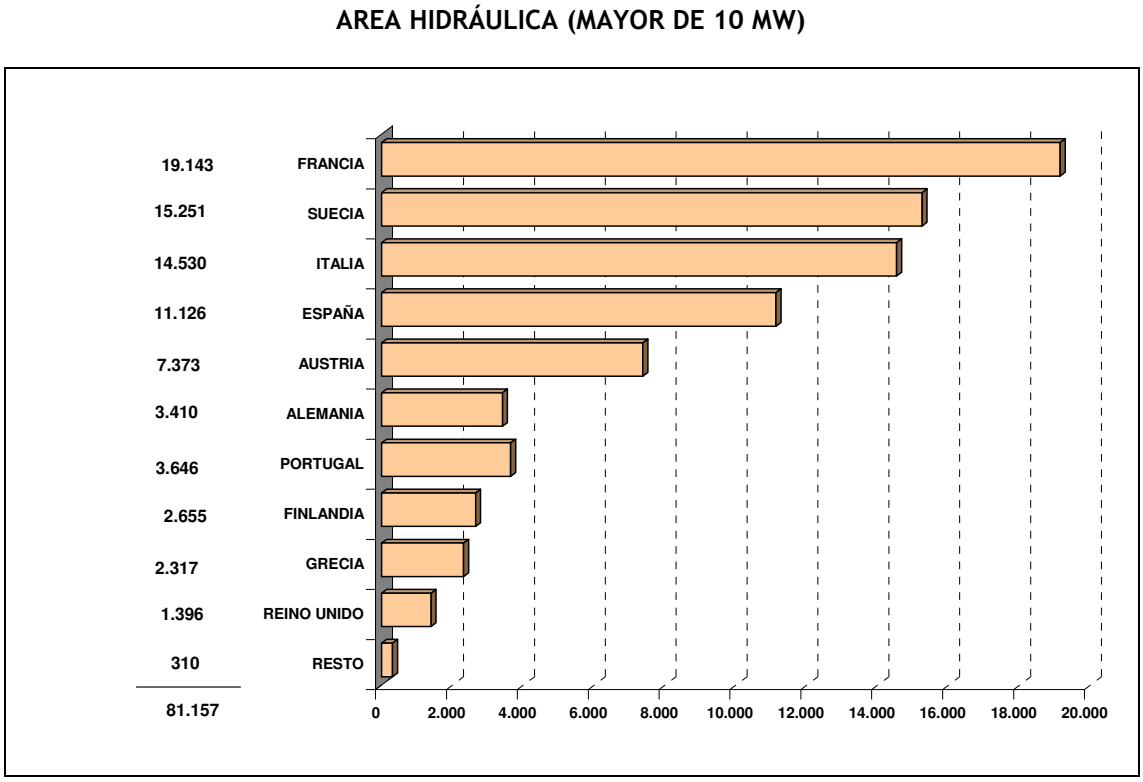


Figura 2.- Potencia instalada con CC.HH. mayores de 10 MW en la Unión Europea a 31/12/2002. Fuente: EUROSTAT.

3.2.2. Análisis del Área Hidroeléctrica

El análisis del área, en todos los aspectos a tratar, se realizará diferenciando siempre entre el grupo de centrales hidroeléctricas de potencia inferior a 10 MW, conocidas como minicentrales hidroeléctricas, y el grupo de centrales hidroeléctricas de potencia comprendida entre 10 y 50 MW.

3.2.2.1. Situación actual

El **área minihidráulica** presenta una potencia acumulada total en España de 1.748 MW a finales de 2004, distribuyéndose la mayor parte de ella por las siguientes Comunidades Autónomas: Castilla y León con un mayor número (263 MW), seguida de Cataluña (232 MW), Galicia (215 MW), Andalucía (198 MW) y Aragón (194 MW).

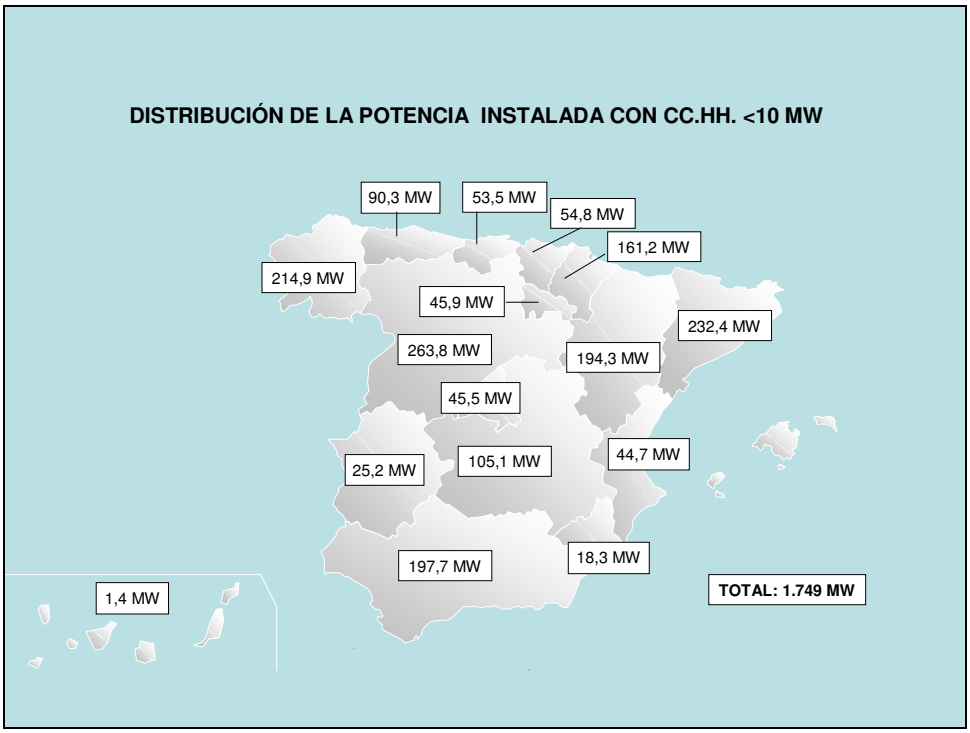
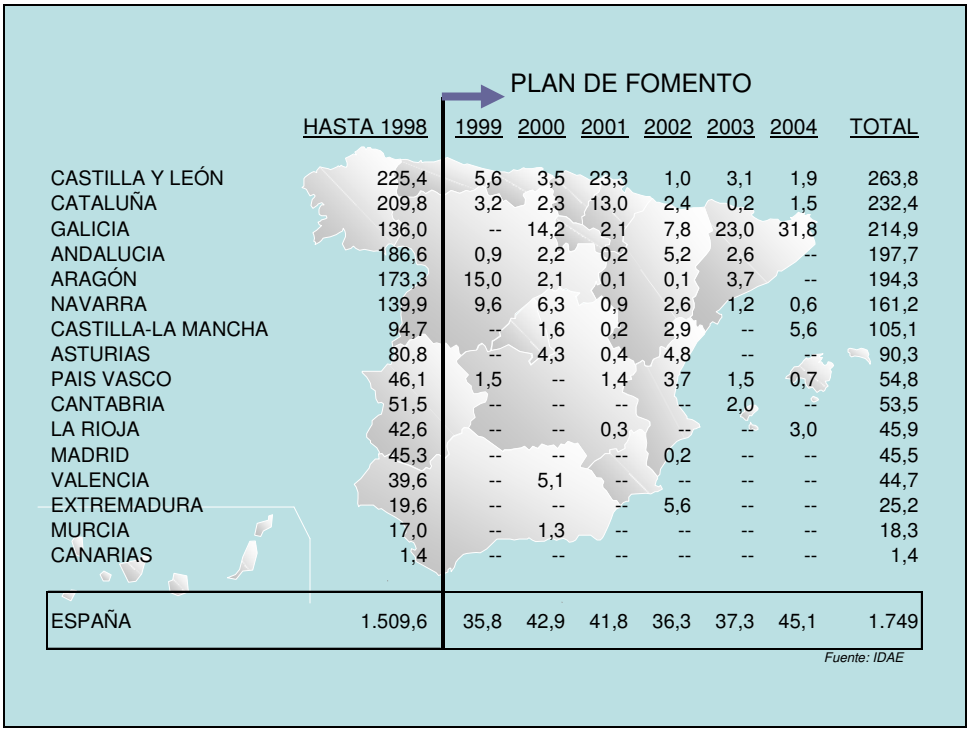


Figura 3.- Desglose por CC.AA de la potencia total acumulada con CC.HH menores de 10 MW a finales del 2004.

La potencia instalada, en centrales hidroeléctricas con potencia unitaria igual o inferior a 10 MW, ha evolucionado favorablemente en estos últimos años, con una media anual de casi 40 MW instalados, aunque bastante por debajo de la media prevista en el Plan de Fomento de las Energías Renovables.



		PLAN DE FOMENTO						
	HASTA 1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	TOTAL
CASTILLA Y LEÓN	225,4	5,6	3,5	23,3	1,0	3,1	1,9	263,8
CATALUÑA	209,8	3,2	2,3	13,0	2,4	0,2	1,5	232,4
GALICIA	136,0	--	14,2	2,1	7,8	23,0	31,8	214,9
ANDALUCIA	186,6	0,9	2,2	0,2	5,2	2,6	--	197,7
ARAGÓN	173,3	15,0	2,1	0,1	0,1	3,7	--	194,3
NAVARRA	139,9	9,6	6,3	0,9	2,6	1,2	0,6	161,2
CASTILLA-LA MANCHA	94,7	--	1,6	0,2	2,9	--	5,6	105,1
ASTURIAS	80,8	--	4,3	0,4	4,8	--	--	90,3
PAIS VASCO	46,1	1,5	--	1,4	3,7	1,5	0,7	54,8
CANTABRIA	51,5	--	--	--	--	2,0	--	53,5
LA RIOJA	42,6	--	--	0,3	--	--	3,0	45,9
MADRID	45,3	--	--	--	0,2	--	--	45,5
VALENCIA	39,6	--	5,1	--	--	--	--	44,7
EXTREMADURA	19,6	--	--	--	5,6	--	--	25,2
MURCIA	17,0	--	1,3	--	--	--	--	18,3
CANARIAS	1,4	--	--	--	--	--	--	1,4
ESPAÑA	1.509,6	35,8	42,9	41,8	36,3	37,3	45,1	1.749

Fuente: IDAE

Figura 4.- Desglose por CC.AA de la potencia instalada minihidráulica en el período de vigencia del Plan de Fomento de las energías Renovables PLAFER 1999-2010.

Por Comunidades Autónomas, los objetivos establecidos en el Plan de Fomento más ambiciosos para el año 2010 se fijaron para Castilla y León, con más de 200 MW nuevos de potencia a instalar y seguida más de lejos por Aragón con 69 MW, Cataluña con 63 MW, hasta totalizar un incremento nacional de 720 MW de nueva potencia a instalar con centrales hidroeléctricas menores de 10 MW.

AREA MINIHIDRÁULICA		
	OBJETIVO PLAFER 2010 (MW)	SITUACIÓN AÑO 2004 (MW)
ANDALUCÍA	50	11
ARAGÓN	69	20,6
ASTURIAS	52	9,5
BALEARES	0	0
CANARIAS	2	0
CANTABRIA	9	2
CASTILLAY LÉON	229	38,5
CASTILLA-LA MANCHA	54	10,3
CATALUÑA	63	21,4
EXTREMADURA	49	5,6
GALICIA	45	80,6
MADRID	2	0,2
MURCIA	4	1,3
NAVARRA	57	20,7
LA RIOJA	13	3,4
COMUNIDAD VALENCIANA	13	5,1
PAIS VASCO	9	8,8
TOTAL:	**720**	**239**

Figura 5.- Desglose por CC.AA de los objetivos incluidos en el PLAFER 1999-2010 y del incremento de potencia minihidráulica en el período de vigencia del PLAFER.

El grado de cumplimiento del objetivo global es del 33 % a finales del 2004, si bien a nivel autonómico cabe destacar el caso de Galicia que ha superado ampliamente los objetivos planteados por el Plan de Fomento.

Respecto al grupo de ***centrales con potencia entre 10 y 50 MW*** presenta una potencia acumulada total en España de 2.897 MW a finales de 2004, distribuyéndose la mayor parte de ella por las siguientes Comunidades Autónomas: Cataluña (679 MW), Aragón (476 MW), Galicia (432 MW), Castilla y León (378 MW) y Andalucía (285 MW).

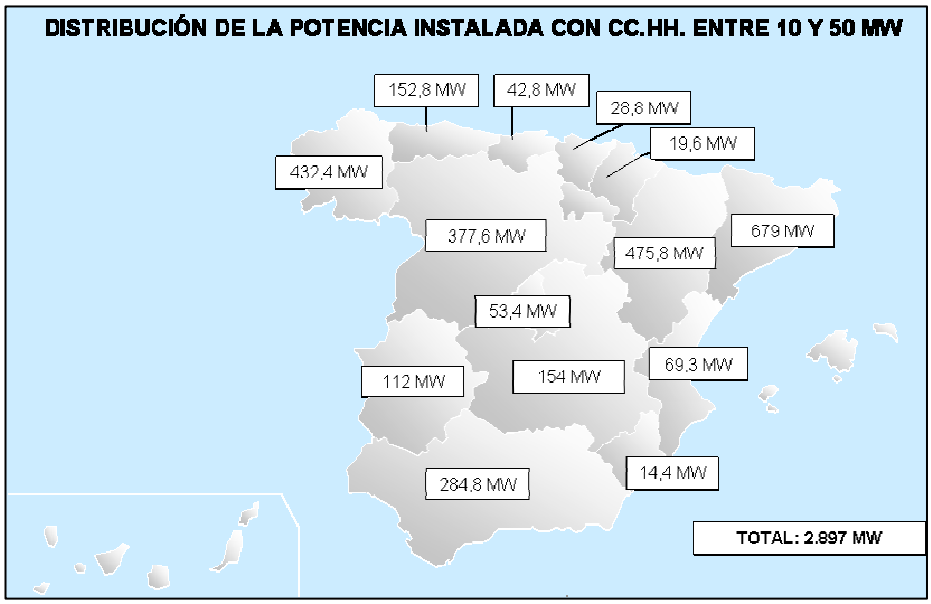


Figura 6.- Desglose por CC.AA de la potencia total acumulada con CC.HH de potencia entre 10 y 50 MW a finales del 2004.

Por Comunidades Autónomas, los objetivos establecidos en el PLAFER más ambiciosos para el año 2010 se fijaron para Andalucía y Castilla y León, con 84 MW nuevos de potencia a instalar y seguida más de lejos por Castilla-La Mancha con 56 MW y Valencia con 35 MW, hasta totalizar un incremento nacional de 350 MW de nueva potencia a instalar con centrales hidroeléctricas de potencia comprendida entre 10 y 50 MW.

AREA HIDRÁULICA ENTRE 10 Y 50 MW		
	OBJETIVO PLAFER 2010 (MW)	SITUACIÓN AÑO 2004 (MW)
ANDALUCÍA	84	0
ARAGÓN	21	0
ASTURIAS	0	0
BALEARES	0	0
CANARIAS	0	0
CANTABRIA	0	0
CASTILLAY LÉON	84	18,6
CASTILLA-LA MANCHA	56	0
CATALUÑA	21	0
EXTREMADURA	14	0
GALICIA	14	0
MADRID	0	0
MURCIA	0	0
NAVARRA	11	0
LA RIOJA	10	0
COMUNIDAD VALENCIANA	35	20,4
PAIS VASCO	0	0
TOTAL:	**350**	**39**

Figura 7.- Desglose por CC.AA de los objetivos incluidos en el PLAFER 1999-2010 y del incremento de potencia hidráulica entre 10 y 50 MW en el período de vigencia del PLAFER.

El grado de cumplimiento del objetivo global es de un escaso 18 % a finales del 2004, lo que a nivel autonómico se traduce en que solo se han realizado dos proyectos de esta categoría en las Comunidades Autónomas Valenciana (2001) y Castilla y León (2004) durante el período 1999-2004.

En resumen, se puede afirmar que el avance del sector se ha producido más despacio de lo necesario para cumplir los objetivos previstos en el PLAFER en el área minihidráulica y ha sido muy escaso en el área hidráulica entre 10 y 50 MW.

3.2.2.2. Análisis de los Recursos Hidroeléctricos

El conocimiento de los recursos hidráulicos de un país es fundamental para estimar la energía producible mediante la instalación de centrales hidroeléctricas. La evaluación de estos recursos es bastante compleja, aunque se han realizado diversos estudios para su determinación.

El potencial hidroeléctrico de un país es la capacidad anual de producción de energía hidroeléctrica que dicho país posee, mientras que el potencial técnicamente explotable se deduce del anterior considerando las pérdidas.

La más reciente evaluación del potencial hidroeléctrico se realizó en 1980, conteniendo, asimismo, una distribución por cuencas, como se puede ver en la siguiente tabla.

POTENCIAL HIDROELECTRICO EN ESPAÑA (GWh/año)

CUENCA	POTENCIAL ACTUALMENTE DESARROLLADO	POTENCIAL DE FUTURA UTILIZACION			TOTAL POTENCIAL TECNICAMENTE DESARROLLABLE	POTENCIAL FLUVIAL BRUTO
		APROVECHAMIENTOS MEDIANOS Y GRANDES	APROVECHAMIENTOS PEQUEÑOS	TOTAL		
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
JUCAR	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 CUENCAS	31.600	27.300	6.700	34.000	65.600	150.360

Figura 8.- Distribución por cuencas hidrográficas del potencia hidroeléctrico en España.

La Ley de Aguas define la cuenca hidrográfica como aquél territorio en que las aguas fluyen al mar a través de una red de cauces secundarios que convergen en un cauce principal único. España está dividida en nueve Confederaciones Hidrográficas de competencia estatal: Norte, Duero, Tajo, Guadiana, Guadalquivir, Mediterránea Andaluza (antigua Sur), Segura, Júcar y Ebro. Y cinco con competencias transferidas: Cataluña (antigua cuenca del Pirineo Oriental), Galicia (costa); Islas Baleares; Islas Canarias (con legislación específica) y País Vasco.

La siguiente figura muestra la distribución geográfica de las distintas Confederaciones Hidrográficas u Organismos de Cuenca:

Figura 9.- Distribución geográfica de las cuencas hidrográficas en España.
Fuente: Ministerio de Medio Ambiente.

Si a esta evaluación realizada en 1980, se le descuenta el potencial que ya está desarrollado así como las centrales que se encuentran en ejecución y en trámite concesional, resulta el potencial técnicamente desarrollable y pendiente de realizar. Una parte importante de este potencial, sobre todo el correspondiente a centrales grandes, es muy difícil que pueda aprovecharse fundamentalmente por razones medioambientales o por razones de competencia en los usos del agua, no obstante aun existe todavía un alto potencial pendiente de desarrollar mediante minicentrales hidroeléctricas.

3.2.2.3. Aspectos Tecnológicos

Actualmente las turbinas hidráulicas y resto de equipos que componen una central hidroeléctrica, constituyen bienes de equipo tecnológicamente maduros, al haberse aplicado todos los avances obtenidos durante los últimos 150 años.

Estos equipos presentan en la actualidad una alta eficiencia, cubriendo toda la gama de caudales (0,1 a 500 m3/s) y pudiendo utilizarse hasta 1800 m de salto neto con altos rendimientos mecánicos. Respecto a los equipos asociados, como el regulador de velocidad, son de tecnología electrónica, lo que ha permitido una alta precisión en la regulación y el acoplamiento de los grupos.

El control y la regulación de las turbinas está gestionado por autómatas de última generación que se encargan de realizar las secuencias necesarias para llevar la turbina desde el estado de parada hasta efectuar el proceso de acoplamiento con la red de una forma totalmente fiable (tanto en modo manual como en automático) y para cualquier tipo de turbina o generador.

Este sistema de control dispone asimismo de un programa de visualización y control tipo SCADA, a través del cual se puede conocer estados y parámetros de turbina, generador y sistema eléctrico.

Dado que normalmente las centrales hidroeléctricas se encuentran en lugares lejanos a núcleos de población o incluso zonas de difícil acceso, actualmente se suele disponer de un sistema de telecontrol, que permite realizar el control de la central en tiempo real, transmitiendo datos y estados a un puesto remoto. La gran ventaja de la progresiva implantación de este sistema de teleoperación o telemantenimiento ha sido detectar en tiempo real posibles comportamientos anómalos en el rendimiento de las instalaciones y prevenir averías, con el objetivo último de optimizar el rendimiento de la central.

3.2.2.4. Aspectos normativos

El mantenimiento de la energía hidroeléctrica se ha debido a la existencia de un marco legislativo de apoyo tarifario para los productores de electricidad con fuentes de energías renovables.

La Ley 54/1997 del Sector Eléctrico establece un Régimen Especial para aquellas instalaciones que utilizan fuentes de Energía Renovables con una potencia instalada inferior a los 50 MW, de manera que éstas no están obligadas a realizar ofertas al sistema, y al mismo tiempo, tienen garantizado el acceso a la red. Además, la Ley reconoce los beneficios medioambientales de estas fuentes mediante la percepción de una prima, permitiendo a las renovables entrar en competencia con las tecnologías convencionales, sobre las que los costes externos (sociales y medioambientales) generados no están repercutidos.

El nuevo Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, desarrolla la Ley del Sector Eléctrico, estableciendo el esquema legal y económico para el Régimen Especial, con el objeto de consolidar el marco regulador, y tratar de conferir mayor estabilidad y previsibilidad al sistema, mediante el establecimiento de un régimen económico duradero basado en una metodología de cálculo de retribución conocida.

Respecto a la normativa administrativa y técnica de funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas (O.M. de 5 de septiembre de 1985), se ha quedado desfasada fundamentalmente en los límites de potencia de las centrales a conectar a red, fijada actualmente hasta 5.000 KVA. En este caso, sí se está realizando la revisión de esta normativa y existe ya un borrador de Real Decreto sobre acceso a la red y condiciones de operación de instalaciones de producción de energía eléctrica de potencia igual o inferior a 50 MW.

La normativa básica en materia de aguas viene recogida en el texto refundido de la Ley de Aguas, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2001 de 20 de julio. Es de destacar por su importancia la Directiva 2000/60/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de octubre, por el que se establece un marco comunitario de actuación en el ámbito de la política de aguas y cuya transposición supondrá modificaciones en la gestión del agua.

La tramitación administrativa para el otorgamiento de una concesión aparece desarrollada en el Reglamento de Dominio Público Hidráulico aprobado por Real Decreto 849/1986 de 11 de abril, modificado por el R.D. 606/2003, de 23 de mayo. Además, existe un procedimiento de tramitación de concesiones y autorizaciones administrativas para la instalación, ampliación o adaptación de aprovechamientos hidroeléctricos con potencia nominal no superior a 5.000 kVA (R.D. 916/1985), lo que suponía una tramitación conjunta por los Organismos de cuenca y el Órgano competente en materia energética.

Por estos aspectos, el sector hidroeléctrico no alcanza un mayor auge ya que la consecución de las necesarias concesiones de agua para la ejecución de un aprovechamiento hidroeléctrico representa su principal barrera, debido al largo y complicado procedimiento administrativo. Este proceso se encuentra, en muchos casos, estancado por la existencia de algún informe negativo o contrario al otorgamiento de organismos competentes en la materia, y que está ligado al otro tipo de barreras con las que cuenta la energía hidroeléctrica, como son las de tipo social y medioambiental, que frenan el mayor desarrollo del sector.

Respecto a la normativa medioambiental, con la entrada en vigor de la Ley 6/2001, de 8 de Mayo, de modificación del Real Decreto legislativo 1302/1986, de 28 de junio, de evaluación de impacto ambiental, todos los proyectos de centrales hidroeléctricas incluidas en el Régimen Especial (menores de 50 MW) deben realizar la consulta al órgano ambiental de si deben o no someterse a una evaluación de impacto ambiental en la forma prevista en esta disposición.

Los aprovechamientos hidroeléctricos pertenecientes a las Comunidades Autónomas Valenciana, Castilla y León, Extremadura, Madrid, Murcia y País Vasco, deben someterse preceptivamente a dicho procedimiento, sea cual sea su potencia, de acuerdo con su respectiva norma autonómica.

3.2.2.5. Aspectos Medioambientales

El sistema energético con menores impactos ambientales es la generación eléctrica de origen minihidráulico, según los resultados obtenidos en el estudio de "Impactos Ambientales de la Producción de Energía Eléctrica: Análisis de Ciclo de Vida de ocho tecnologías de generación eléctrica", que contempla distintos sistemas de producción eléctrica convencionales y con recursos renovables.

El diseño de un aprovechamiento hidroeléctrico ha de tener en cuenta el uso directo del agua, pero también prever los efectos indirectos que como consecuencia de su instalación, puedan afectar en mayor o menor medida al medio ambiente. No obstante, los impactos ambientales que se producen en la ejecución son escasos, aunque pueden adquirir mayor o menor relevancia dependiendo del tamaño de la central, su situación geográfica y su entorno físico, biológico y climático.

Teniendo en cuenta que las alteraciones más acusadas suelen producirse durante la fase de construcción, en primera instancia debe incidirse en esta fase para amortiguar los posibles impactos y, posteriormente, aunque de mucha menor importancia, se tendrán en cuenta también las alteraciones producidas en la fase de explotación.

Actualmente, la realización de un estudio de impacto ambiental es necesaria para la identificación y valoración de los posibles impactos sobre el medio afectado, para los cuales se establecerán las medidas correctoras adecuadas. Las medidas correctoras a establecer deberán tender a:

- Reducir el impacto, limitando la intensidad o agresividad de la acción.
- Cambiar la condición del impacto, mediante actuaciones favorecedoras de los procesos de regeneración natural que disminuyan la duración de los mismos.
- Compensar el impacto, creando un entorno de cualidades o bienes que compensen los deteriorados o desaparecidos.

La gestión de los recursos hidráulicos, debe contemplar conjuntamente la satisfacción de la demanda con el mantenimiento de un caudal mínimo, que debe circular por los ríos para proteger tanto la vida piscícola que en un momento determinado pueda existir en sus cauces, como el medio natural y el paisaje, asegurando el mantenimiento de los ecosistemas fluviales y ribereños. No existe una metodología concreta rigurosa para el estudio y determinación de los caudales de mantenimiento.

Para que las medidas correctoras tengan eficacia, es necesario el establecimiento de un Programa de Vigilancia Ambiental, que garantice un seguimiento y control de dichas medidas y a la vez represente un instrumento de detección de los impactos residuales que pudieran surgir.

3.2.2.6. Aspectos Económicos

El coste de inversión y de implantación de una central hidroeléctrica está sujeto a múltiples variaciones, debido a la influencia que ejercen diversos factores como la orografía del terreno y accesos, tamaño, tipo de instalación, punto de conexión y tensión de evacuación, entre otros.

Con el fin de proporcionar una información básica para conocer el coste aproximado de una central hidroeléctrica, se indican a continuación los elementos que influyen más decisivamente en dicho coste.

Inicialmente (fase de proyecto) es necesario desarrollar un proyecto constructivo de obras e instalaciones, cuyo coste dependerá fundamentalmente del volumen de obra, equipamiento y potencia a instalar. Si se engloba a este coste lo que supone la dirección de obra durante la ejecución, el coste total de esta partida puede oscilar entre un 6% y un 10% del coste total de la ejecución material.

En la fase de ejecución, se definen tres costes fundamentales: obra civil, grupo turbogenerador y sistema eléctrico y control. Los porcentajes correspondientes a cada partida pueden variar dependiendo del tipo de actuación a realizar (rehabilitación o nueva construcción) y del tipo de central (fluyente, pie de presa o canal de riego o abastecimiento). No obstante, dentro de esta fase el coste de mayor repercusión económica es la obra civil.

De esta forma y en líneas generales se puede decir que la inversión necesaria para acometer un proyecto de central hidroeléctrica se distribuye tal como recoge el siguiente gráfico:

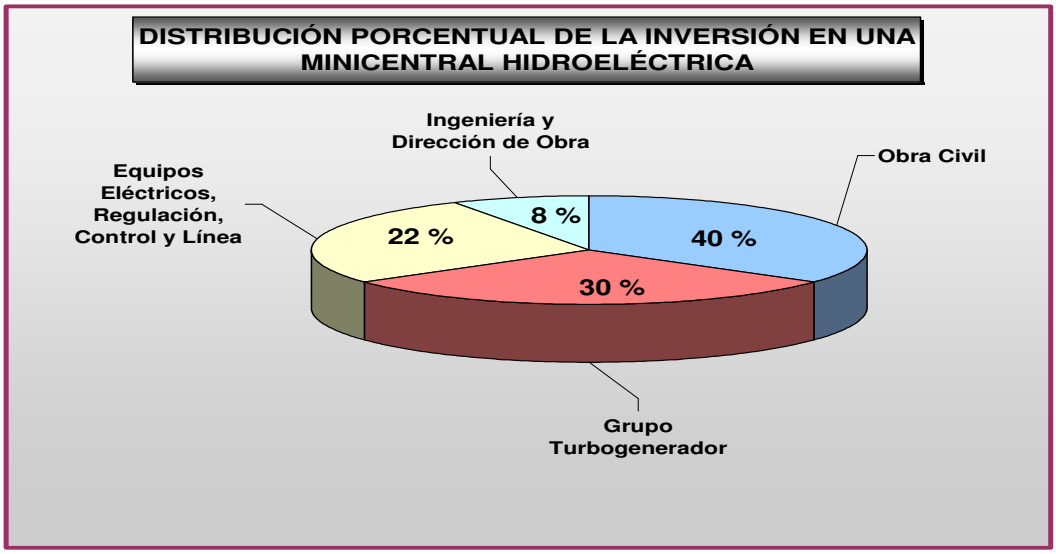


Figura 10.- Distribución porcentual de la inversión en una minicentral hidroeléctrica.

Por último, una vez que la central se ha puesto en marcha, se incurre en otros costes, como los de explotación y mantenimiento, cuyos componentes principales son el coste de personal, materiales (repuestos, fungibles, etc.), seguros, impuestos, tasas y gravámenes y costes generales de organización y administración. La estimación de estos costes se hace anualmente y dependen de innumerables factores, entre ellos, el tipo de equipo instalado, el grado de automatismo y el índice de averías, por lo que es difícil dar cifras que sirvan para todas las instalaciones.

Los principales parámetros que definen las centrales tipo en el área hidroeléctrica se recogen en la tabla que se muestra a continuación:

	CENTRAL FLUYENTE	CENTRAL PIE DE PRESA
Potencia instalada	5.000 kW	20.000 kW
Ratio medio inversión	1.500 €/kW	700 €/kW
Horas equivalentes	3.100	2.000
Energía producida	15.500 MWh/año	40.000 MWh/año
Vida útil	25 años	25 años
Precio venta energía	90% TMR (1os 25 años) 80% TMR (resto)	90% TMR (1os 15 años) 80% TMR (resto)
Coste de mantenimiento	225.000 €/año 0,014516 €/kWh	280.000 €/año 0,007 €/kWh
Canon hidráulico		0,014 €/kWh

Figura 11.- Parámetros básicos para casos tipo de centrales hidroeléctricas.

Costes de generación

Para realizar una estimación del coste de generación eléctrica con energía hidroeléctrica hemos considerado las mismas hipótesis que en los casos tipo. Con estos datos se obtiene el coste de generación del kWh hidroeléctrico a lo largo de la vida operativa de la instalación.

En las siguientes tablas se muestran los rangos en lo que se encuentra el coste de generación anual del kWh hidroeléctrico para los proyectos de centrales menores de 10 MW y centrales entre 10 y 50 MW:

	Central hidroeléctrica menor de 10 MW	Central hidroeléctrica entre 10 y 50 MW
Coste de Generación (cent € / kWh)	4,5 -- 6,1	4,1 -- 5,6

Notas de cálculo:

- Para C.H. menores de 10 MW se ha considerado un ratio de 1.500 €/kW (evolucionando al 1,4% anual hasta el 2010) y un abanico entre 3.500 y 2.600 horas netas de funcionamiento equivalente.
- Para C.H. entre10 y 50 MW se ha considerado un ratio de 700 €/kW (evolucionando al 1,4% anual hasta el 2010) y un abanico entre 2.500 y 1.800 horas netas de funcionamiento equivalente.

Figura 12.- Costes de generación en el área hidroeléctrica.

3.2.2.7. Barreras

Las principales barreras al desarrollo de las centrales hidroeléctricas pueden clasificarse en distinto ámbito de aplicación: administrativas, normativas y socio-medioambientales.

Barreras en el aprovechamiento de los recursos hidroeléctricos:

Incertidumbre sobre el potencial hidroeléctrico pendiente de desarrollar viable técnica y medioambientalmente en España.

El más reciente análisis y evaluación del potencial hidroeléctrico en España se realizó en 1980, donde se obtuvo una distribución por cuencas hidrográficas del potencial técnicamente desarrollable y pendiente de realizar.

La mayor concienciación social de protección del medioambiente ha dado lugar a que una parte importante de ese potencial posiblemente no pueda aprovecharse nunca por estar en ecosistemas de alto valor ecológico, por lo que se hace necesario revisar esa evaluación y cuantificación del potencial hidroeléctrico pendiente de desarrollar.

Barreras administrativas:

Procedimiento de tramitación concesional largo y complicado.

El período promedio de obtención de la resolución definitiva (positiva) de un expediente concesional está en torno a los 5 años, independientemente de la potencia y/o tamaño del aprovechamiento hidroeléctrico.

Si la potencia de la central es superior a los 5.000 kVA, el Organismo competente en la Resolución es el Ministerio de Medio Ambiente. Si es inferior a 5.000 kVA existe un procedimiento abreviado de tramitación de concesiones y autorizaciones administrativas para la instalación, ampliación o adaptación de aprovechamientos hidroeléctricos, que resuelven las Confederaciones Hidrográficas u Organismos de Cuenca y las Comunidades Autónomas con competencias transferidas.

Paralización expedientes concesionales sin resolver

De acuerdo con la legislación vigente, en el proceso de tramitación del expediente concesional, el Organismo de cuenca solicitará los informes preceptivos de los Organismos competentes en la materia sobre el proyecto. En los casos que se emita algún informe negativo o contrario al proyecto, la tramitación queda paralizada y el expediente concesional queda pendiente de resolución.

Centrales hidroeléctricas paradas y abandonadas desde hace años

Existen muchos aprovechamientos hidroeléctricos abandonados, y que podrían ser reactivados mediante la incoación de expedientes de caducidad concesional, cuando se demuestre la interrupción permanente de la explotación durante tres años consecutivos, y siempre que sea imputable al titular.

Lentitud administrativa en autorizaciones e informes de las CC.AA

La lentitud administrativa de las Comunidades Autónomas, responsables de las autorizaciones y aprobaciones del proyecto electromecánico y de línea eléctrica, acta de puesta en marcha, reconocimiento de la condición de instalación acogida al Régimen Especial, inscripción en el registro y emisión de los informes preceptivos, es otro factor que retrasa el desarrollo del proyecto de implantación de una central hidroeléctrica, debido a la ausencia de plazos al otorgamiento de autorizaciones y la falta de visión global de los distintos organismos implicados.

Problemas con Ayuntamientos locales

Los problemas con los Ayuntamientos estriban en su negativa al otorgamiento de la licencia de obra y permisos necesarios o por el aumento progresivo de las exigencias económicas que consideran compensatorias por la implantación de la central hidroeléctrica. Asimismo en muchos casos se encuentran muy influenciados por grupos ecologistas locales, contrarios a este tipo de instalaciones.

Existen muchos proyectos que se encuentran paralizados por la negativa del Ayuntamiento local a otorgar la licencia de obras, a pesar de que se disponga de la concesión y del resto de los permisos.

Barreras sociales y medioambientales:

Oposición de grupos ecologistas locales

La oposición de los grupos ecologistas locales y la no beligerancia de los grandes grupos ecologistas (favorables a las energías renovables) y del resto de la sociedad civil, que contribuyen a frenar de forma muy contundente el desarrollo de esta energía renovable que además resulta la menos agresiva con el medio de todas las energías renovables.

Abandono medioambiental de medidas correctoras

En muchos casos se produce el abandono ambiental de las medidas correctoras aplicadas durante la construcción y el funcionamiento de la central.

Falta de criterios específicos para establecer medidas correctoras

No existen unos criterios técnicos específicos en el establecimiento de las medidas correctoras necesarias para la minoración de los impactos medioambientales de una instalación, como por ejemplo la determinación de los caudales ecológicos, diseño de escalas de peces, etc.

Graves demoras en la resolución sobre la Declaración de Impacto Ambiental

Con la entrada en vigor de la Ley 6/2001, de 8 de Mayo, de modificación del Real Decreto legislativo 1302/1986, de 28 de junio, de evaluación de impacto ambiental, todas los proyectos de centrales hidroeléctricas deben realizar la consulta al órgano ambiental de si deben o no someterse a una evaluación de impacto ambiental en la forma prevista en esta disposición.

Este hecho está provocando unas importantes demoras en la obtención de las resoluciones sobre la Declaración de Impacto Ambiental de nuevos proyectos de centrales hidroeléctricas o ampliaciones de existentes, lo que se viene a sumar al retraso final en la obtención de la concesión de aguas pertinente.

Barreras normativas:

Normativa de conexión, acceso a la red y condiciones de operación obsoleta

La reglamentación aplicable es la Orden de 5 de Septiembre de 1985 que establece las normas administrativas y técnicas para funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5.000 kVA y centrales de autogeneración eléctrica. Esta normativa ha quedado desfasada y es necesaria una revisión global de la misma, fundamentalmente en los límites de potencia de las centrales a conectar a red, que deben llegar hasta los 50 MW, como las instalaciones de producción de energía eléctrica incluidas en el Régimen Especial.

Costes de desvíos en la venta al distribuidor a tarifa regulada

El R.D. 436/2004 establece que todas las instalaciones con más de 10 MW y opción de venta a la distribuidora, deberán comunicar sus 24 previsiones de producción horaria por día, con 30 horas de antelación.

La introducción de los desvíos en la venta al distribuidor elimina la consideración de "tarifa fija" existente en la anterior legislación (R.D. 2818/1998), que ha proporcionado unos mínimos de retribución y estabilidad.

El cálculo de los desvíos y su gestión supondrán una complicación añadida y costes asociados a los promotores en los casos de centrales hidroeléctricas fluyentes y en aquellas cuyo funcionamiento no responda a un programa de desembalses prefijado con antelación suficiente.

Recientemente se ha ampliado el plazo transitorio de aplicación de los costes de los desvíos hasta el 1 de enero de 2006, plazo que se considera insuficiente.

A continuación se relacionan brevemente las barreras detectadas en los distintos ámbitos de aplicación:

Ámbito de aplicación	Barreras
Aprovechamiento del recurso hidroeléctrico	Incertidumbre sobre el potencial hidroeléctrico pendiente de desarrollar.
Aspectos administrativos	Procedimiento tramitación concesional largo y complicado.
	Paralización de expedientes concesionales sin resolver.
	CC.HH. paradas y abandonadas desde hace años.
	Lentitud administrativa en autorizaciones e informes de CC.AA.
	Problemas con Ayuntamientos y Entidades locales.
Aspectos sociales y medioambientales	Oposición de grupos ecologistas locales.
	Abandono medioambiental de medidas correctoras.
	Falta de criterios específicos para establecer medidas correctoras.
	Graves demoras en las resoluciones sobre la Declaración de Impacto Ambiental.
Aspectos normativos	Normativa de conexión, acceso a la red y condiciones de operación obsoleta.
	Costes de desvíos en la venta al distribuidor a tarifa regulada.

Figura 13.- Barreras detectadas en el área hidroeléctrica.

3.2.3. Medidas

En base al importante potencial hidroeléctrico técnicamente desarrollable que existe en España y sus favorables efectos medioambientales, sería necesario poner en marcha una serie de medidas que facilitaran un mayor ritmo de implantación de nuevas instalaciones de forma que se incrementase el aprovechamiento de este tipo de energía en el territorio nacional.

En cuanto a los **recursos hidroeléctricos**, la principal medida a adoptar sería:

- Definición, evaluación y cuantificación del potencial hidroeléctrico pendiente de desarrollar en España, viable técnica y medioambientalmente, con el objetivo de conocer los recursos disponibles para el desarrollo futuro de la energía hidroeléctrica.

- Fomento de concursos públicos para otorgar concesiones hidroeléctricas en infraestructuras hidráulicas de titularidad pública, con el objetivo de incrementar el número de aprovechamientos hidroeléctricos.

- Aprovechamiento hidroeléctrico de los caudales ecológicos en presas existentes no explotados en la actualidad.

Referente a los **aspectos administrativos**, las medidas a adoptar serían las siguientes:

- Activar la tramitación y resolución de expedientes administrativos concesionales, con el objetivo de reducir los plazos par la obtención de la concesión en los casos que sean viables técnica y medioambientalmente.

- Clarificar la situación de los expedientes concesionales paralizados en las Confederaciones Hidrográficas y Organismos de Cuenca, con el objetivo de resolver favorablemente los expedientes que sean viables de ejecutar o denegar aquellos no viables.

- Regularización de oficio de situación de dominios de las concesiones hidroeléctricas abandonadas o paradas desde hace años.

- Armonización de procedimientos administrativos en las CC.AA. para el otorgamiento de autorizaciones.

En cuanto a los **aspectos sociales y medioambientales**, las medidas a adoptar serían las siguientes:

- Campañas de imagen e información para la opinión pública que expongan los beneficios medioambientales y sociales de la energía hidroeléctrica, sobre todo, frente a las energías convencionales.

- Establecimiento de Programas de Vigilancia o Seguimiento Ambiental sobre las nuevas concesiones de aprovechamientos hidroeléctricos otorgadas, que comenzarían desde el inicio de la fase de proyecto, durante la ejecución y una vez puesta en explotación la central (a realizar cada cierto período de tiempo).

- Desarrollo de normativa técnica con criterios específicos para el establecimiento de medidas correctoras en proyectos de centrales hidroeléctricas.

- Armonización de criterios medioambientales para la ejecución de proyectos de centrales hidroeléctricas y

Por último en los **aspectos normativos**, las medidas a adoptar serían las siguientes:

- Mantenimiento del apoyo tarifario al Régimen Especial según legislación vigente, durante el período 2005-2010 (Ley 54/1997 del Sector Eléctrico y Metodología de Revisión de tarifas establecidas en el R.D. 436/2004).

- Nuevo Real Decreto sobre acceso a la red y condiciones de operación de instalaciones de producción de energía eléctrica de potencia igual o inferior a 50 MW.

- Modificación del R.D. 436/2004, en lo relativo a la eliminación de desvíos para las instalaciones acogidas a la opción de venta a tarifa regulada, y mantenimiento de la transitoriedad del R.D 2818 hasta el año 2010.

A modo de resumen del apartado, en la tabla siguiente se extractan brevemente todas las medidas a adoptar, relacionándolas con las barreras existentes sobre las que mostrarían su eficacia.

Barreras	Medidas	Responsable	Coste	Calendario
Incertidumbre sobre el potencial hidroeléctrico pendiente de desarrollar.	Definición, evaluación y cuantificación del potencial hidroeléctrico pendiente de desarrollar, viable técnica y medioambientalmente.	Ministerio de Medio Ambiente	Pdte. de evaluación	2005-2010
Existencia de infraestructuras públicas existentes sin aprovechamiento hidroeléctrico.	Fomento de concursos públicos en infraestructuras del Estado.	Ministerio de Medio Ambiente	Pdte. de evaluación	2005-2010
	Aprovechamiento hidroeléctrico de los caudales ecológicos, sin explotar.			
Centrales hidroeléctricas paradas y abandonadas	Regularización de oficio de situación de dominios de concesiones (expedientes de caducidad).	Ministerio de Medio Ambiente	Pdte. de evaluación	2005-2010
Lentitud otorgamiento autorizaciones CC.AA.	Armonización de procedimientos administrativos en las CC.AA.	CCAA y Ministerio de Industria	Pdte. de evaluación	2005-2010
Falta visión global entre distintos organismos.				
Problemas con Ayuntamientos y Administraciones locales para otorgamiento autorizaciones.	Regulación acuerdos económicos con administraciones locales.	Ministerio de Economía	Pdte. de evaluación	2005-2010
Oposición grupos ecologistas locales por desconocimientoe ventajas medioambientales	Campañas de imagen e información para opinión pública.	Todos los agentes	Pdte. de evaluación	2005-2010
Abandono medioambiental de medidas correctoras	Establecimiento de Programas de Vigilancia Ambiental.	Ministerio de Medio Ambiente	Pdte. de evaluación	2005-2010
Falta criterios específicos en medidas correctoras y aspectos medioambientales.	Desarrollo normativa técnica medidas correctoras de centrales hidroeléctricas.	CCAA y Ministerio de Medio Ambiente	Pdte. de evaluación	2005-2010
Importantes demoras en la resolución sobre la Declaración de Impacto Ambiental de nuevos proyectos o ampliaciones.	Armonización criterios medioambientales para ejecución proyectos.	Ministerio de Medio Ambiente	Pdte. de evaluación	2005-2010
Normativa de conexión, acceso a red y condiciones de operación obsoleta (O.M. 5/09/1985).	Nuevo Real Decreto sobre acceso a la red y condiciones de operación.	Ministerio de Industria	Pdte. de evaluación	2006
Penalizaciones por desvíos en la venta al distribuidor a tarifa regulada.	Modificación del R.D. 436/2004, eliminando desvíos para instalaciones acogidas a tarifa regulada.	Ministerio de Industria	Pdte. de evaluación	2005

Figura 14.- Medidas correctoras para las barreras detectadas en el área hidroeléctrica.

3.2.4. Objetivos (2010)

Los objetivos hidroeléctricos del presente Plan se han obtenido teniendo en cuenta los siguientes factores:

- Existencia de potencial hidroeléctrico pendiente de desarrollar en España, viable técnica y medioambientalmente.
- Normativa favorable en cuanto al régimen económico de la energía hidroeléctrica, que permitirá incrementar la confianza y el interés de los promotores, para lograr un mayor desarrollo hidroeléctrico.
- Sector industrial maduro.
- Existencia de tecnología y capacidad de fabricación nacional.

3.2.4.1. Potencia y Datos Energéticos

El potencial hidroeléctrico a desarrollar dentro del período 2005-2010 se ha fijado sobre la base de los aprovechamientos hidroeléctricos que se encuentran en fase de ejecución y en trámite concesional o proyecto por parte de la Administración.

Se entiende por aprovechamientos en ejecución, aquellos que cuentan con la concesión de aguas y han comenzado las obras o están a punto de iniciarla. En proyecto, en cambio, son los que están en tramitación concesional por parte de las Confederaciones Hidrográficas u Organismos de Cuenca.

En las siguientes tablas se muestra la distribución por CC.AA de la potencia a instalar de los aprovechamientos hidroeléctricos en ejecución y en proyecto para el área minihidráulica (menor de 10 MW) y para el área hidráulica entre 10 y 50 MW.

AREA MINIHIDRÁULICA (MENOR DE 10 MW)		
	CC.HH. EJECUCIÓN (MW)	CC.HH PROYECTO (MW)
ANDALUCÍA	10	57
ARAGÓN	8	42
ASTURIAS	11	75
BALEARES	0	2
CANARIAS	1	0
CANTABRIA	0	14
CASTILLAY LÉON	75	159
CASTILLA-LA MANCHA	44	22
CATALUÑA	25	107
EXTREMADURA	0	24
GALICIA	133	86
MADRID	2	0
MURCIA	2	0
NAVARRA	2	37
LA RIOJA	2	9
COMUNIDAD VALENCIANA	9	8
PAIS VASCO	2	5
TOTAL:	**325**	**647**

Figura 15.-Distribución por CC.AA. de la potencia a instalar de aprovechamientos en ejecución y en proyecto (menores de 10 MW).

AREA HIDRÁULICA ENTRE 10 Y 50 MW		
	CC.HH. EJECUCIÓN (MW)	CC.HH PROYECTO (MW)
ANDALUCÍA	47	98
ARAGÓN	13	129
ASTURIAS	0	0
BALEARES	0	0
CANARIAS	0	0
CANTABRIA	0	0
CASTILLAY LÉON	39	72
CASTILLA-LA MANCHA	30	28
CATALUÑA	25	0
EXTREMADURA	19	0
GALICIA	74	12
MADRID	0	0
MURCIA	0	0
NAVARRA	28	0
LA RIOJA	0	0
COMUNIDAD VALENCIANA	46	0
PAIS VASCO	0	0
TOTAL:	**320**	**339**

Figura 16.-Distribución por CC.AA. de la potencia a instalar de aprovechamientos en ejecución y en proyecto (entre 10 y 50 MW).

Una vez detectados los proyectos existentes en fase de ejecución y en proyecto, se ha analizado la probabilidad de su posible puesta en explotación dentro del período de vigencia del presente Plan, descartando aquellos que presentan dificultades en su realización y que no se van a poder aprovechar a corto y medio plazo. De esta forma, los objetivos globales del presente Plan propuestos en términos de incremento de potencia instalada durante el período 2005-2010 son los siguientes:

	Incremento de potencia (MW)
Minihidráulica (menor de 10 MW)	450
Hidráulica entre 10 y 50 MW	360

Figura 17.- Objetivos de incremento de potencia al 2010.

A continuación se muestra, de un modo indicativo, el desglose de los objetivos hidroeléctricos planteados para el año 2010 en el **área minihidráulica (menor de 10 MW)**, en cada una de las Comunidades Autónomas, estableciendo en su conjunto un objetivo de potencia hidroeléctrica incremental de 450 MW en el período 2005-2010, con lo que se lograría una potencia global de 2.199 MW en instalaciones minihidráulicas.

ÁREA MINIHIDRÁULICA (MENOR DE 10 MW)			
Comunidad Autónoma	Situación Año 2004 (MW)	Incremento 2005-2010 (MW)	Potencia al 2010 (MW)
ANDALUCÍA	198	30	228
ARAGÓN	194	40	234
ASTURIAS	90	10	100
BALEARES	0	0	0
CANARIAS	1	1	2
CANTABRIA	54	5	59
CASTILLAY LÉON	264	90	354
CASTILLA-LA MANCHA	105	40	145
CATALUÑA	232	50	282
EXTREMADURA	25	7	32
GALICIA	215	102	317
MADRID	46	3	49
MURCIA	18	4	22
NAVARRA	161	34	195
LA RIOJA	46	10	56
COMUNIDAD VALENCIANA	45	13	58
PAIS VASCO	55	11	66
TOTAL:	**1.749**	**450**	**2.199**

Figura 18.- Distribución indicativa por CC.AA. del objetivo de incremento de potencia al 2010 en el área minihidráulica.

Como se desprende del cuadro anterior, se espera que uno de los mayores incrementos de potencia minihidráulica instalada en el período 2005-2010 se produzca en Galicia, motivado fundamentalmente por la evolución tan favorable experimentada en los cinco años de vigencia del Plan de Fomento (a finales de 2004, el incremento de potencia instalada en Galicia fue de 80,5 MW frente a los 45 MW previstos) y también debido al gran número de proyectos otorgados pendientes de construcción. Por otro lado, se espera que las Comunidades Autónomas de Castilla y León, Cataluña y Aragón mantengan su actual tendencia de implantación de minicentrales hidroeléctricas, puesto que son las Comunidades que cuentan con mayores recursos hidroeléctricos pendientes de desarrollar.

La evolución anual prevista de la nueva potencia a instalar dentro del periodo 2005-2010 es la siguiente:

		ÁREA MINIHIDRÁULICA (MENOR DE 10 MW)						
		2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL 2005-2010
INCREMENTO POTENCIA ANUAL	MW	70	70	70	80	80	80	450

Figura 19.- Evolución anual prevista de la potencia a instalar en el área minihidráulica.

La siguiente tabla refleja los resultados energéticos previstos en lo relativo a la generación eléctrica de origen minihidráulico con las nuevas instalaciones a poner en marcha durante la vigencia del Plan:

		ÁREA MINIHIDRÁULICA (MENOR DE 10 MW)						
		2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL 2005-2010
PRODUCCIÓN ANUAL	GWh	109	326	543	775	1.023	1.271	4.046

Figura 20.- Evolución anual prevista de producción eléctrica en el área minihidráulica.

Igualmente para el **área hidráulica entre 10 y 50 MW**, se muestra, de un modo indicativo, el desglose de los objetivos planteados para el año 2010, en cada una de las Comunidades Autónomas, estableciendo en su conjunto un objetivo de potencia hidroeléctrica incremental de 360 MW en el período 2005-2010, con lo que se lograría una potencia global de 3.257 MW.

ÁREA HIDRÁULICA ENTRE 10 Y 50 MW			
Comunidad Autónoma	**Situación Año 2004 (MW)**	**Incremento 2005-2010 (MW)**	**Potencia al 2010 (MW)**
ANDALUCÍA	285	47	332
ARAGÓN	476	33	509
ASTURIAS	153	0	153
BALEARES	0	0	0
CANARIAS	0	0	0
CANTABRIA	43	0	43
CASTILLAY LÉON	378	65	443
CASTILLA-LA MANCHA	154	30	184
CATALUÑA	679	25	704
EXTREMADURA	112	0	112
GALICIA	432	86	518
MADRID	53	0	53
MURCIA	14	0	14
NAVARRA	20	28	48
LA RIOJA	0	0	0
COMUNIDAD VALENCIANA	69	46	115
PAIS VASCO	29	0	29
TOTAL:	**2.897**	**360**	**3.257**

Figura 21.- Distribución indicativa por CC.AA. del objetivo de incremento de potencia al 2010 en el área hidráulica entre 10 y 50 MW.

Se prevé, por tanto, que las Comunidades Autónomas de Galicia y Castilla y León sean quienes experimenten los mayores incrementos de potencia hidráulica, de acuerdo con los recursos existentes y los proyectos aprobados en ambas zonas, que están en construcción o a punto de comenzarla. Asimismo, de acuerdo con la información proveniente de las Comunidades Autónomas como del Ministerio de Medio Ambiente, se espera la realización de nuevos proyectos de cierta importancia en la Comunidad Autónoma Valenciana, Andalucía, Aragón, Navarra, Castilla-La Mancha y Cataluña.

La evolución anual prevista de la nueva potencia a instalar dentro del periodo 2005-2010 es la siguiente:

		ÁREA HIDRÁULICA ENTRE 10 Y 50 MW						
		2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL 2005-2010
INCREMENTO POTENCIA ANUAL	MW	57	57	60	86	67	33	360

Figura 22.- Evolución anual prevista de la potencia a instalar en el área hidráulica entre 10 y 50 MW.

La siguiente tabla refleja, así mismo, los resultados energéticos previstos en lo relativo a la generación eléctrica de origen hidráulico con las nuevas instalaciones de potencia entre 10 y 50 MW a poner en marcha en el periodo 2005-2010:

		ÁREA HIDRÁULICA ENTRE 10 Y 50 MW						
		2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL 2005-2010
PRODUCCIÓN ANUAL	GWh	57	171	288	434	587	687	2.224

Figura 23.- Evolución anual prevista de la producción eléctrica en el área hidráulica entre 10 y 50 MW.

3.2.4.2. Emisiones evitadas y generación de empleo

La siguiente tabla muestra las emisiones evitadas de CO2 únicamente en el año 2010, debido al incremento de potencia previsto de la energía hidroeléctrica entre 2005 y 2010, y tomando como referencia una moderna central de ciclo combinado a gas natural, con un rendimiento del 54% (372 t CO2 por GWh producido).

EMISIONES CO_2 EVITADAS	tCO_2
Minihidráulica (menor de 10 MW)	472.812
Hidráulica entre 10 y 50 MW	255.490

Figura 24.- Emisiones de CO_2 evitadas en el 2010.

Para la valoración actual de la generación de empleo producida como consecuencia del desarrollo de la energía hidroeléctrica, se ha utilizado el concepto de hombres-año como unidad de empleo. Este concepto es equivalente, en términos cuantitativos, al trabajo necesario para acometer los objetivos hidráulicos previstos en el Plan, suponiendo 1.800 horas de trabajo por hombre y año.

La siguiente tabla contiene los ratios utilizados para la estimación del empleo generado, a finales de 2010, en el área hidroeléctrica, para las fases de construcción e instalación y operación y mantenimiento:

RATIOS DE GENERACIÓN DE EMPLEO	ÁREA HIDROELÉCTRICA
Fase de Construcción e Instalación	18,6 hombres-año / MW (40% directos)
Operación y Mantenimiento	1,4 hombres-año / MW (directos)

Figura 25.- Ratios de generación de empleo en el área hidroeléctrica, en hombres-año.

Estos ratios de generación de empleo estimado se corresponden con los incluidos en el Plan de Fomento de las Energías Renovables en España 1999-2010, en base al análisis de las centrales hidroeléctricas y de la industria del sector existentes en España.

A partir de los ratios anteriormente expuestos, la generación de empleo estimada, a finales de 2010, para los incrementos de potencia previstos en este Plan para las áreas minihidráulica e hidráulica entre 10 y 50 MW, es la que figura en el siguiente cuadro:

RATIOS DE GENERACIÓN DE EMPLEO		ÁREA MINIHIDRÁULICA (MENOR 10 MW)	ÁREA HIDRÁULICA ENTRE 10 Y 50 MW	TOTAL ÁREA HIDROELÉCTRICA
Fase de Construcción e Instalación	(hombres-año)	8.370	6.696	15.066
Operación y Mantenimiento	(hombres-año)	612	517	1.129
TOTAL EMPLEO GENERADO	**(hombres-año)**	**8.982**	**7.213**	**16.195**

Figura 26.- Generación de empleo en el 2010.

3.2.4.3. Inversiones asociadas

Para las centrales hidroeléctricas menores de 10 MW, se ha considerado un ratio de inversión de 1.500 euros por kW instalado en el año 2005, evolucionando con un 1,4 % anual durante todo el período. La evolución de la inversión anual asociada a esta área ha sido la siguiente:

		ÁREA MINIHIDRÁULICA (MENOR DE 10 MW)						
		2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL 2005-2010
INVERSIÓN ANUAL	mill. €	105	106	108	125	127	129	700

Figura 27.- Evolución anual prevista de las inversiones en el área minihidráulica.

Para las centrales hidroeléctricas de potencia entre 10 y 50 MW, se ha realizado una subdivisión interna motivada por la diferencia de ayuda pública entre las instalaciones entre 10 y 25 MW que se ha considerado un ratio de inversión de 700 euros por kW instalado y las centrales entre 25 y 50 MW en las que se ha considerado un ratio de inversión de 601 euros por kW instalado, ambos evolucionando con un 1,4 % anual durante todo el período. La evolución obtenida de la inversión anual global para el área hidráulica entre 10 y 50 MW ha sido la siguiente:

		ÁREA HIDRÁULICA ENTRE 10 Y 50 MW						
		2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL 2005-2010
INVERSIÓN ANUAL	mill. €	39,8	40,6	40	58	46	25	250

Figura 28.- Evolución anual prevista de las inversiones en el área hidráulica entre 10 y 50 MW.

3.2.4.4. Ayudas Públicas

Por tratarse de una tecnología con un alto grado de madurez, no se requieren subvenciones a la inversión durante el período. El apoyo público se refiere a las primas fijadas para el régimen especial, dentro del régimen económico establecido por el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo.

Por tanto, las primas que se han considerado para el sector hidroeléctrico, incluido en el régimen especial, son las siguientes:

- Para las centrales hidroeléctricas menores de 10 MW y las de potencia comprendida entre 10 y 25 MW se considera una prima equivalente al 40% de la Tarifa Media o de Referencia (TMR), cuyo valor se actualiza anualmente un 1,4%.

- Para las centrales hidroeléctricas de potencia comprendida entre 25 y 50 MW se considera una prima equivalente al 30% de la Tarifa Media o de Referencia (TMR), cuyo valor se actualiza anualmente un 1,4 %.

Teniendo en cuenta estas consideraciones, las tablas de resultados para el área minihidráulica (menor de 10 MW) y para la hidráulica entre 10 y 50 MW serían las siguientes:

		ÁREA MINIHIDRÁULICA (MENOR DE 10 MW)						
		2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL 2005-2010
APOYO PÚBLICO	mill. €	3	10	16	24	32	40	125

Figura 29.- Evolución anual prevista del apoyo público en el área minihidráulica.

		ÁREA HIDRÁULICA ENTRE 10 Y 50 MW						
		2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL 2005-2010
APOYO PÚBLICO	mill. €	2	5	8	12	17	20	64

Figura 30.- Evolución anual prevista del apoyo público en el área hidráulica entre 10 y 50 MW.

3.2.5. El Sector Industrial en España

Se trata de una tecnología madura, fruto de muchos años de desarrollo y que ha alcanzado en la actualidad una alta eficiencia.

Existen aproximadamente 150 empresas relacionadas con el Sector Hidroeléctrico. Respecto al tipo de actividades realizadas, destaca la diversificación en las empresas que trabajan en el sector de las energías renovables. Así, son muchas las empresas que llevan a cabo más de una actividad, desde el suministro, montaje y mantenimiento de equipos hasta el desarrollo global del proyecto y los estudios de viabilidad previos.

En la siguiente figura se pueden ver distribuidas por tipo de actividad las empresas (147) del sector hidroeléctrico:

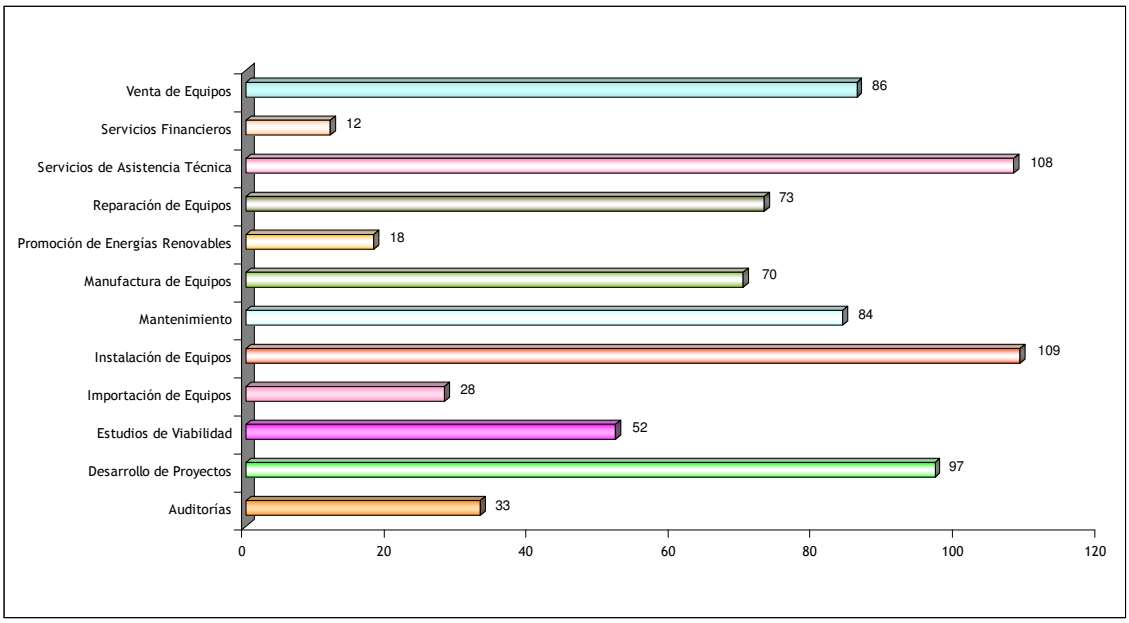


Figura 31.- Número de empresas por tipo de actividad en el sector hidroeléctrico.

Nota: La mayor parte de empresas realizan al mismo tiempo distintas actividades de las señaladas en el gráfico.

Actualmente, se puede afirmar que la fabricación de los bienes de equipos de una central hidroeléctrica se realiza principalmente en España, existiendo un número suficiente de empresas con la capacidad tecnológica necesaria para satisfacer las demandas del mercado y proporcionar un servicio óptimo.

A nivel internacional, los tres principales fabricantes europeos con distribución a nivel mundial son Voith Siemens Hydro (Alemania), Alstom Power Hydro (Francia y VA Tech Hydro (Austria), con producción de turbinas principalmente tipo Pelton, Francis y Kaplan en un amplio rango de potencia desde 50 kW hasta 20 MW. De éstos, destaca el grupo francés antes citado por su intensa actividad en la producción del sector en los últimos años.

3.2.6. Líneas de Innovación

La tecnología minihidráulica presenta un alto nivel de madurez, tanto en lo que se refiere al sistema completo, como en lo relativo a cada uno de los principales componentes.

Los equipos principales, turbina y alternador, constituyen elementos con unos niveles de rendimiento y fiabilidad difíciles de superar actualmente.

Los desarrollos más recientes están orientados a la adaptación de mejoras ya probadas en las grandes turbinas hidráulicas, lo que ha permitido durante la última década mantener los niveles de precios de los equipos. Al igual que para otros sistemas de generación, se han desarrollado e implementado profusamente los sistemas de telegestión o telecontrol de las instalaciones, así como la telemedida.

Las líneas básicas de su desarrollo futuro tienden a la estandarización de equipos, al diseño matemático de simulación de flujo en campos tridimensionales, al uso de nuevos materiales y al desarrollo de microturbinas sumergibles para aprovechamientos de pequeños saltos.

En relación con las obras civiles, su desarrollo tecnológico se centra principalmente en evitar en lo posible la degradación ambiental, por lo que se tiende a nuevos sistemas de construcción, nuevos materiales y empleo de elementos prefabricados. Últimamente se han

comenzado a usar presas inflables en lugar de los diseños clásicos de azudes y tuberías de polímeros plásticos o de fibra de vidrio reforzado para saltos de poca potencia.

Por tanto, dado el grado de madurez de esta tecnología, no puede establecerse un objetivo específico a alcanzar a corto o medio plazo. Únicamente se puede plantear como objetivo genérico el que los desarrollos en métodos de diseño y fabricación, la estandarización de equipos y el uso de nuevos materiales, permitan mantener o reducir los actuales costes de los equipos principales y de las obras.

Sector Solar Térmico

CAPÍTULO 3.3

PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA 2005-2010

3.3. Sector Solar Térmica

La energía solar térmica denominada de baja temperatura puede ser empleada para aplicaciones que en su conjunto suponen un fuerte consumo energético en España. Contando con recursos, tecnologías, sector industrial y unas condiciones económicas interesantes, esta forma de energía renovable debería realizar una contribución mucho mas relevante en España ya que, en muchas situaciones, es la mejor solución para producir agua caliente.

A continuación se analiza la situación del desarrollo de la energía solar térmica en la U.E. observándose como países con menos recursos, cuentan con un grado de implantación mucho más alto debido al impulso de los últimos años. Desde el punto de vista tecnológico se analizan las diferentes posibilidades y aplicaciones, teniendo en cuenta que al día de hoy el principal uso es la producción de agua caliente sanitaria.

Porque su naturaleza es dispersa y porque para su implantación es necesaria la voluntad de una gran variedad de agentes, desde el punto de vista medioambiental y económico se ponen de relieve los beneficios que suponen para cualquier ciudadano el uso de esta tecnología.

Entre las medidas para intensificar la aplicación de la energía solar térmica destacan el ultimar la tramitación del Código Técnico de la Edificación e intensificar la difusión y aplicación de las Ordenanzas Solares, así como el otorgamiento de ayudas y financiación. Es igualmente necesario iniciar trabajos de difusión y formación, al igual que acciones de normalización.

Con todo ello se propone el mantenimiento del objetivo planteado por el Plan de Fomento, alcanzando en 2010 una superficie total instalada de más de 4.900.000 m2. Teniendo en cuenta que a finales de 2004 la superficie era de aproximadamente 700.000 m2 el recorrido pendiente es aun largo. Adicionalmente, se puede indicar que el crecimiento que ha experimentado el sector ha sido muy poco relevante por lo que este objetivo supone un gran reto cuyo éxito dependerá de la eficacia de las medidas a adoptar.

Se propone iniciar algunas líneas de innovación tecnológica necesarias para que la industria solar se desarrolle, sea competitiva y adquiera una proyección internacional.

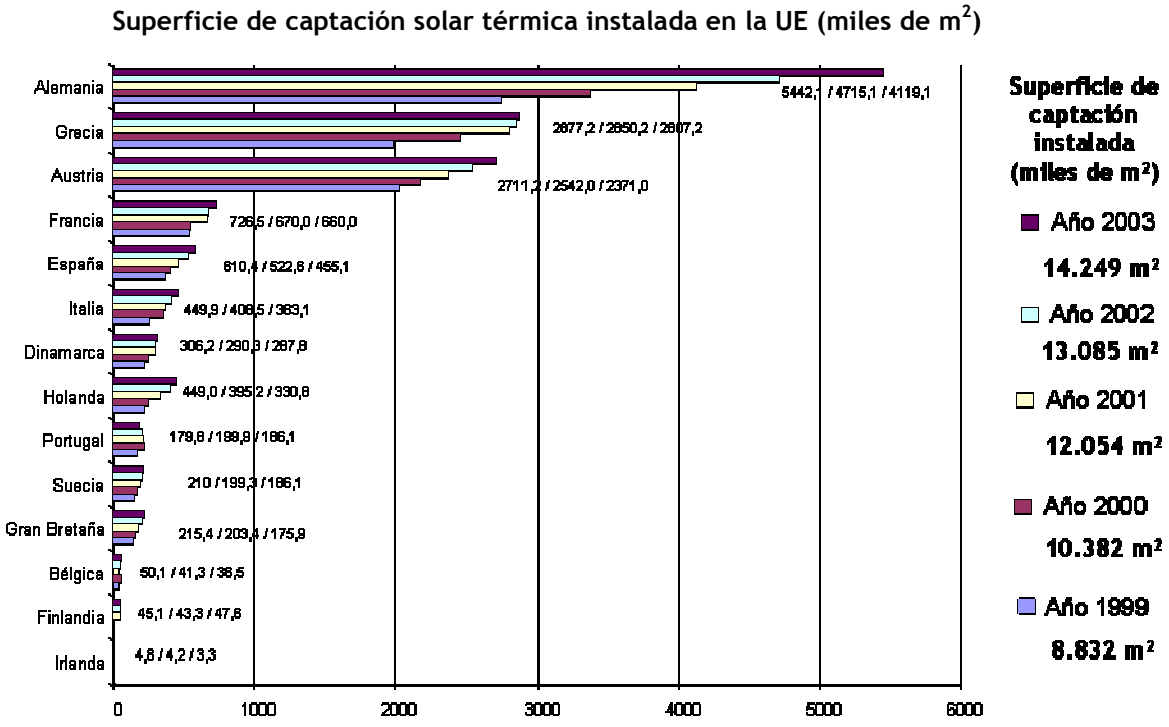
La energía solar térmica se encuentra en una encrucijada en la cual para su implantación de forma relevante en términos cuantitativos es necesario aplicar medidas de carácter normativo (Codigo Técnico, Ordenanzas etc.) y velar por la eficacia de las mismas.

3.3.1. Situación en la Unión Europea

Incluido en el objetivo general de conseguir una aportación de las fuentes de energías renovables en un porcentaje del 12% de la energía primaria demandada en la Unión Europea en el año 2010, se encuentra el objetivo particular de la energía solar térmica de alcanzar una superficie instalada de 100 millones de m^2 en el año 2010. Esto significaba un incremento de 94 millones de m^2. Así mismo se lanzó la denominada Campaña de despegue en la que como acción clave se pretende que al año 2003 se instalen 15 millones de m^2.

El mercado de la Unión Europea ha adquirido una nueva dimensión desde el año 2000 superando la barrera de 1 millón de m^2 anuales. En el año 2000 se instalaron 1.550.000m^2, en el 2001 se produjo un ligero crecimiento hasta 1.670.000 m^2 y en los años 2002 y 2003 esta superficie fue del orden de 1.100.000 m^2.

La superficie instalada en la Unión Europea se concentra en tres países Alemania con 5.442.000 m^2, Grecia con 2.877.000 m^2 y Austria con 2.711.000 m^2 (datos EuroObserv'er 2003) que conjuntamente suponen el 78 % del total.



Fuente: EurObserv'ER / Sun in Action II / IDAE

Figura 1. Evolución de la potencia instalada en la UE el periodo 1999-2003

Alemania es sin duda el líder del sector con más de un tercio de la superficie instalada en la Unión Europea y un crecimiento interanual sin equivalentes en los países de nuestro entorno, aunque similar al gran despegue que otras energías renovables, como la fotovoltaica o la eólica, han tenido en su mercado interior en los últimos años.

En 1990 la superficie total instalada en Alemania era inferior a la de España y su mercado anual era de 35.000 m^2.En 1995 la superficie total instalada ya multiplicaba por cuatro la de España y se instalaron 193.000 m^2. A partir de entonces el mercado Alemán empezó a destacarse del resto de los países superando en poco tiempo el mercado griego, hasta entonces en primer lugar por superficie total instalada.
El mercado austriaco es el segundo mercado de la Unión Europea por superficie instalada anualmente (aproximadamente 170.000m^2 en los últimos años, y el tercero por superficie total instalada (2.711.960 m^2 a finales del 2003). Este mercado destaca por su estabilidad y su buena estructura, con un volumen de mercado que se mantiene en el mismo rango desde 1995. Actualmente una de cada ocho viviendas individuales tiene energía solar y existe una clara tendencia hacia las tecnologías más avanzadas y los sistemas combinados de agua caliente y calefacción.

Grecia se encuentra en tercer lugar por volumen de mercado (152.000 m^2) y en segundo por superficie total instalada (2.877.200 m^2), habiendo sido durante muchos años el principal mercado de la energía solar térmica. El mercado interior griego desde mediados de los años ochenta se encuentra oscilando entre los 150.000 m^2 y los 230.000 m^2, en los últimos años en una fase de descenso.

A diferencia de lo que sucede en otros países, en Grecia no se producen innovaciones, estando prácticamente limitado al agua caliente sanitaria con equipos compactos en el sector domestico. Por otra parte actualmente casi la mitad de la producción de equipos solares se destina a la exportación, ya que dada la dificultad de crecimiento en el mercado interno y el

gran numero de fabricantes, a principios de los años 90 se inició esta vía para dar salida a su capacidad de producción.

En España, desde la entrada en vigor del Plan de Fomento de las Energías Renovables en el año 1999 hasta el año 2004 incluidos se han instalado aproximadamente 359.541 m^2. El mercado interior se ha desarrollado en esos años con niveles de aplicación muy bajos, entre 22.000 m2 en 1.999 y 90.000 m2 en el año 2004; es decir que se puede considerar que se encuentra prácticamente estabilizado bastante por debajo de lo que es el potencial de España en todos los sentidos.

Finalmente, considerando los objetivos del Libro Blanco en la actualidad teniendo en cuenta la situación de los mercados de los distintos países y sus objetivos parece bastante improbable que se puedan cumplir.

3.3.2. Análisis del Área Solar Térmica

3.3.2.1. Situación actual

Las previsiones que se realizaron en el Plan de Fomento para el área solar térmica además del potencial disponible en España, tuvieron en cuenta los antecedentes tanto técnicos como de implicación de las distintas comunidades autónomas en la promoción del área, así como las tendencias futuras de las distintas aplicaciones y que se basa principalmente en la producción de agua caliente.

Partiendo de estos supuestos, se estimó que el incremento de la potencia a instalar hasta el año 2010 podría alcanzar un total de 4.500.000 m^2 entre los diferentes tipos de aplicaciones. Esto supondría alcanzar un ratio de 115 m^2/1.000 habitantes y acercarnos a la media de países como Austria o Grecia.

En la siguiente tabla (figura 2) se recoge una previsión por comunidades autónomas de la distribución de estos objetivos y el grado de avance alcanzado hasta final del 2004.

Andalucía (998.846 m^2), Canarias (612.135 m^2), Cataluña (558.570 m^2) y Baleares (545.940 m^2) son las comunidades que tienen unos objetivos más altos, superando en todos los casos los 500.000 m^2.

COMUNIDAD AUTÓNOMA	SITUACIÓN AÑO 2004 (m^2)	OBJETIVO PLAFER AL 2010 (m^2)
ANDALUCÍA	213.239	998.846
ARAGÓN	6.686	88.360
ASTURIAS	9.022	42.370
BALEARES	78.362	545.940
CANARIAS	95.731	612.135
CANTABRIA	1.501	21.696
CASTILLA Y LEÓN	34.646	265.177
CASTILLA – LA MANCHA	7.845	297.767
CATALUÑA	82.358	558.570
EXTREMADURA	3.310	170.055
GALICIA	8.911	44.448
MADRID	56.204	338.709
MURCIA	19.321	142.769
NAVARRA	12.473	83.200
LA RIOJA	204	20.856
COMUNIDAD VALENCIANA	58.199	483.746
PAÍS VASCO	4.849	126.248
TOTAL	**700.433 m^2**	**4.840.892 m^2**

FUENTE: Datos propios IDAE. No regionalizados: 7.572 m2

Figura 2. Situación a 204 y objetivos para 2010 en sector solar térmico

A finales del 2004, la mayoría de las comunidades Autónomas tienen un cumplimiento bajo de sus objetivos. En valores absolutos, Andalucía es la comunidad autónoma que más superficie tiene instalada con 213.239 m^2, seguida de Canarias con 95.731 m^2 y Cataluña con 82.358 m^2.

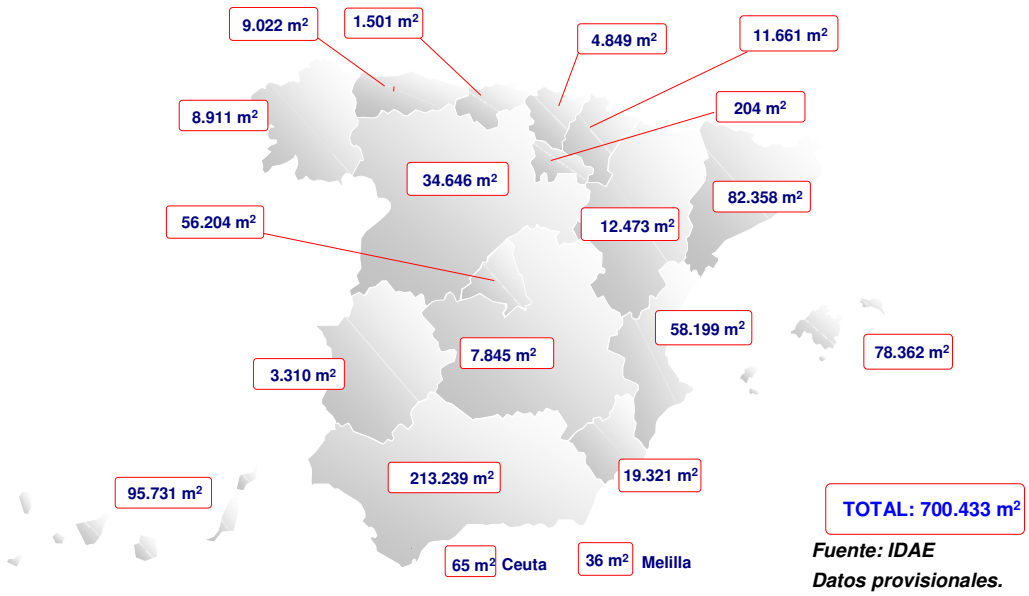


Figura 3. Distribución de la superficie instalada por Comunidades Autónomas a 2004

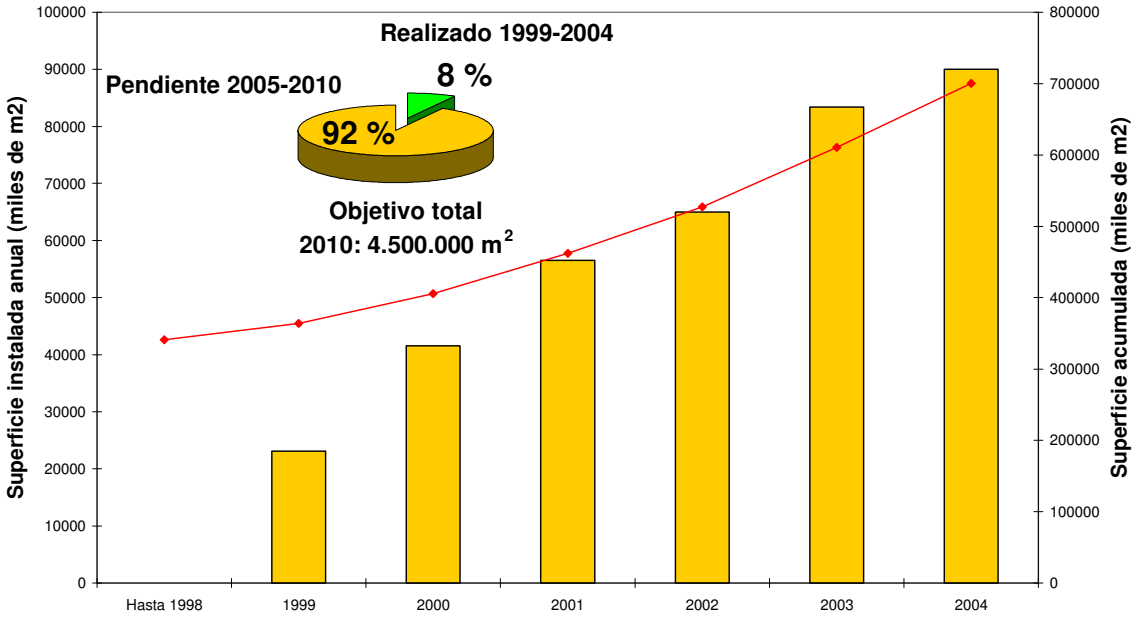


Figura 4. Evolución histórica de la superficie instalada en España

Como puede observarse en el gráfico la superficie total acumulada en España supera los 700.000 m^2, por lo que en los años restantes debería multiplicarse por siete para llegar al año 2010 con 4.840.000 m^2 instalados.

3.3.2.2. Recurso

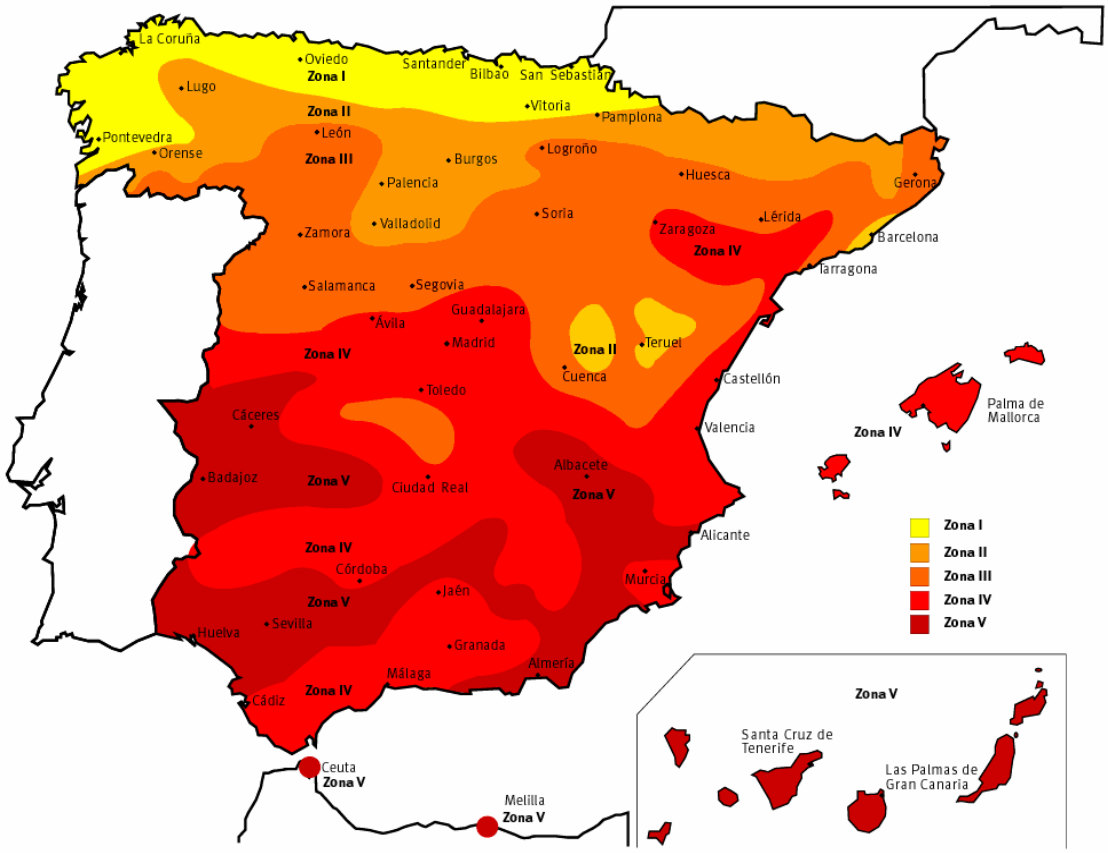
El recurso solar es abundante en España, que dispone de condiciones muy adecuadas para la energía solar térmica, con áreas de alta irradiancia. La situación respecto a otros países europeos como Alemania es comparativamente muy favorable. La principal característica de este recurso, es estar disponible en toda la superficie al mismo tiempo, estando no obstante condicionado por las sombras de elementos naturales y artificiales y por las particulares condiciones climáticas de cada área geográfica.

La evaluación del potencial solar es una labor que requiere de un periodo muy amplio de toma de datos, del orden de años. A esto se suma la necesidad de realizar una toma de datos suficientemente detallada, para que los valores obtenidos sean representativos y reflejen las particularidades de cada microclima.

Actualmente las principales bases de datos de radiación recogen las condiciones climáticas de las capitales de provincia, sin reflejar las particularidades de regiones a menor escala. No obstante, en los últimos años, varias comunidades autónomas han profundizado en el conocimiento de sus recursos solares, elaborando sus propios mapas de radiación que ofrecen datos muy precisos y concretos del recurso solar.

A título orientativo se ofrece en la figura 5 una estimación de la cantidad de energía media diaria por unidad de superficie (irradiación) en España, según 5 zonas climáticas.

Radiación solar es la energía procedente del sol en forma de ondas electromagnéticas. Irradiación es la energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto periodo de tiempo.



Fuente: INM. Generado a partir de isolíneas de radiación solar global anual sobre superficie horizontal.

ZONA CLIMÁTICA	I	II	III	IV	V
IRRADIACIÓN MEDIA DIARIA (kWh/m^2)	< 3,8	3,8 - 4,2	4,2 - 4,6	4,6 - 5,0	> 5,0

Figura 5. Irradiación media diaria en España según zonas climáticas

3.3.2.3. Aspectos Tecnológicos

La aplicación mas generalizada de los sistemas solares es la generación de agua caliente sanitaria (ACS), tanto en viviendas como en establecimientos hoteleros, residencias, hospitales, campings, instalaciones deportivas, etc., aplicación en las que la tecnología mas extendida a nivel comercial es la de los captadores planos vidriados. En esta aplicaciones, donde la producción unitaria anual de los captadores varia entre 500-800 te/m^2, la industria nacional está desde el punto de vista tecnológico bien situada aunque con cada vez una mayor presión comercial por la competencia. Este grupo de captadores también permite la calefacción mediante suelo radiante.

Por otra parte, siguen presentes las aplicaciones de calentamiento del agua de las piscinas. Por precisar un nivel térmico bajo, se utilizan captadores no vidriados de construcción más sencilla mediante materiales sintéticos para el caso de las descubiertas, aunque también se instalan captadores vidriados tanto en descubiertas como cubiertas. Este tipo de captador no vidriado no se viene fabricando en España.

Entre las aplicaciones que poco a poco se van incorporando proyectos está la calefacción por elementos radiantes donde los requerimientos en cuanto a temperatura de trabajo de los captadores son superiores.

Como posibilidad innovadora también es posible, como un muy importante complemento a la calefacción, la incorporación de aplicaciones de refrigeración mediante máquinas de absorción alimentadas con energía solar.

Para este grupo de aplicaciones con temperaturas de trabajo superiores a 60 grados centígrados, últimamente se han efectuado importantes mejoras en los rendimientos de los captadores planos vidriados, avanzando en el tratamiento de las superficies selectivas, cristales y aislamientos, para poder acometer proyectos de este tipo.

Se ha producido un incremento de la presencia en el mercado de captadores, tales como los captadores CPC (Compond Parabolic Concentrator), los captadores de vacío y los captadores TIM (Transparent Isulating Material), capaces de trabajar aceptablemente a incluso a temperaturas próximas a los 100 ºC. Son capaces de proporcionar una aportación energética anual un 10% mayor aproximadamente que los captadores planos vidriados, entre 550 y 900 te/m^2/año dependiendo de la temperatura de trabajo y la zona geográfica donde se instalen.

Figura 6. Colector vidriado, no vidriado y de vacío

Por tanto, las principales aplicaciones que se observan son la siguientes:

- Agua caliente y precalentamiento de agua de proceso: aplicación más habitual y rentable con gran diferencia, dado que utilizando instalaciones simples se obtienen rangos de temperaturas próximos a los de uso durante los doce meses del año.

- Calefacción: aplicación con la desventaja de que las épocas de demanda de este servicio coinciden con las de menor radiación solar. En esta aplicación la elección del tipo de captador (en función de la curva de rendimiento) dependerá de la temperatura de uso del sistema de transferencia de calor (suelo radiante, fan-coils, elementos radiantes…).

- Refrigeración: El uso de la energía solar térmica para la producción de frío, acoplando una máquina de absorción a la instalación, constituye una aplicación en demostración y constituirá un reto para los próximos años al ampliar el uso de la energía solar. Las épocas de demanda de servicio coinciden con las de mayor radiación solar.

- Climatización de piscinas: Bien sea como complemento de aporte en piscinas cubiertas o para alargar la temporada de baño en las descubiertas, constituye una aplicación barata y rentable al poder utilizar una amplia gama de captadores y trabajar a temperaturas de uso relativamente bajas.

Se puede concluir que la actual situación tecnológica permite al ciudadano generar fácilmente y con garantías una fracción sustancial de sus necesidades energéticas, principalmente las de agua caliente, y contribuir así a mejorar el medio ambiente, al tiempo que se satisfacen otros objetivos en términos de generación de empleo y reducción de la dependencia energética.

En España existen al menos 12 fabricantes de captadores solares. Entre ellos existen un grupo que elaboran la placa absorbedora, dándoles diferentes tratamientos por distintos procedimientos, mientras que otros importan la placa y elaboran el resto de captador. La producción de los captadores, se realiza en general con procesos de fabricación poco mecanizados y fabricas de pequeños tamaño, debido al bajo volumen de mercado y a que, tradicionalmente, para algunos de ellos el mercado ha estado muy focalizado a determinadas zonas geográficas.

No obstante entre ellos también, existe un núcleo de fabricantes con cobertura nacional, cuyos procesos de fabricación están ligeramente más mecanizados, que tienen un mayor potencial económico y comercial y que se plantean la solar térmica con mayores perspectivas de futuro.

En los últimos dos años varios fabricantes nacionales han incorporado a su catalogo productos que permiten aplicaciones de frío y calefacción. Entre ellos se encuentran Gamesa, que cuenta con líneas de tratamiento selectivo, Isofotón, que está realizando importantes inversiones para la mejora del tratamiento de los captadores, IMS calefacción, Termicol etc.

Los distribuidores de productos comerciales internacionales, tienen cada vez más peso en el mercado. Suelen traer captadores procedentes de procesos de fabricación mas mecanizados, por lo que el coste de producción es menor, introduciendo, de esta manera, en nuestro país en muchas ocasiones un producto de calidad y económicamente competitivo.

3.3.2.4. Aspectos Normativos

No existe una normativa de obligado cumplimiento de carácter general para las instalaciones de energía solar térmica.

Las ordenanzas solares municipales son la única normativa de obligado cumplimiento que está ayudando al montaje de instalaciones solares en España. Las principales ciudades españolas desde el punto de vista de la población cuentan ya con ordenanzas, y en conjunto, afectan aproximadamente al 20 % de la población.

En cuanto a la calidad y ejecución de las instalaciones no existen unas prescripciones técnicas de obligado cumplimiento en la ejecución de las instalaciones, solamente algunos parámetros de diseño en la Instrucción Técnica Complementaria ITE 10 del Reglamento Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE).

Existe un nuevo documento del RITE en fase de elaboración que será aprobado previsiblemente durante el 2005. En este documento se recogerán los procedimientos de inspección de las instalaciones hasta ahora inexistentes, lo cual, redundará en un incremento de la calidad de las mismas.

Si las instalaciones están incluidas en los diferentes Programas de Ayudas (estatales y autonómicos) se podría tener que cumplir un Pliego de Condiciones Técnicas (PCT) para la ejecución de las mismas, tal es el caso de los programas gestionados por IDAE, cuyo PCT está sirviendo de referencia a otras administraciones.

El nuevo Código Técnico de la Edificación (CTE) está pendiente de aprobación. En este documento se han introducido unas prescripciones técnicas que permitirán la ejecución de instalaciones con unos niveles calidad aceptable. De esta forma se cubrirá el vacío normativo existente.

Por otro lado a la vez que se desarrolla la normativa de ejecución de instalaciones, es necesario desarrollar un programa válido y de contrastada solvencia que sirva de referencia para el diseño de las instalaciones. Programa que debería ir unido con el desarrollo de guías y recomendaciones para el diseño y montaje de las instalaciones.

3.3.2.5. Aspectos Medioambientales

La energía solar térmica de baja temperatura es una de las tecnologías energéticas más respetuosas con el medio ambiente.

Un elemento especifico favorable de la energía solar térmico es que su aplicación suele tener lugar en el entorno urbano, en el cual las emisiones contaminantes de los combustibles fósiles tienen una mayor incidencia sobre la actividad humana, consiguiéndose disminuir sensiblemente las emisiones gaseosas originadas por los sistemas convencionales de generación de agua caliente.

Contribuye eficazmente a la reducción de emisiones de CO_2, uno de los principales compromisos que tiene actualmente contraído la sociedad española. En este sentido por metro cuadrado de captador y en función del combustible a sustituir se pueden considerar las siguientes equivalencias en el centro de la península:

- 1 m^2 de captador 0,75 tCO_2/m^2 sustituyendo electricidad.
- 1 m^2 de captador 0,22 tCO_2/m^2 sustituyendo gasóleo.
- 1 m^2 de captador 0,19 tCO_2/m^2 sustituyendo gas butano o propano.
- 1 m^2 de captador 0,17 tCO_2/m^2 sustituyendo gas natural.

En el ejemplo de una instalación de 2 m^2 para una familia media española, el ahorro anual de tCO_2 que generará su instalación solar variará en función de la energía sustituida desde las 1,5 t para la electricidad hasta las 0,34 t para el gas natural. Si se considera una vida útil de la instalación de 25 años los ahorros varían entre los 37,5 tCO_2 para el caso de electricidad, hasta las 17,5 tCO_2 para el caso de gas natural.
Las instalaciones son sistemas limpios y silenciosos, de larga vida útil y pocas necesidades de mantenimiento que generan una energía descentralizada.

La energía se genera en los puntos de consumo por lo que no requiere transporte ni creación de infraestructuras.

En el medio biótico no existen efectos significativos sobre flora fauna, aunque sí se ha de prestar especial atención a aquellas instalaciones que ocupen una gran extensión de terreno.

El principal impacto sobre el medio físico es el del efecto visual sobre el paisaje, por lo que se debe tener especial cuidado en la integración respetuosa con el entorno de los sistemas solares térmicos, así como en su adaptación a los edificios. En este sentido en los últimos años se ha avanzado mucho en cuanto al trabajo y aceptación de los diseñadores de las instalaciones y arquitectos. Existen numerosos ejemplos demostrativos de las numerosas posibilidades de integración de los equipos sobre todo si la instalación se considera desde la concepción del proyecto en el que va ha ir ubicada.

Además existe una amplia variedad de productos que permiten adaptarse mejor al entorno y colectores que pueden instalarse en horizontal o vertical que pueden prácticamente eliminar el impacto de la instalación pasando a ser elementos constructivos.

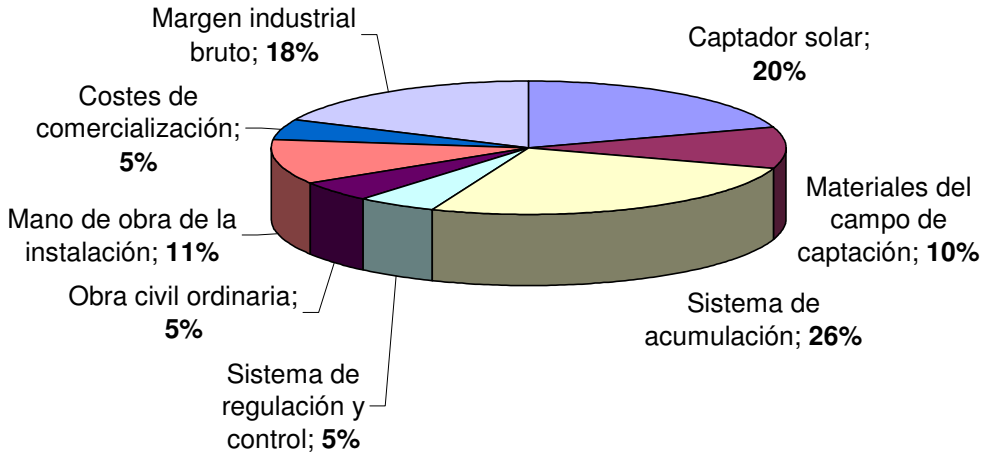
Adicionalmente, la aplicación de energía solar térmica en determinados sectores como el hotelero e industrial es un aspecto de interés fuera del campo estrictamente energético, ya que proporciona una imagen de respeto con el medio ambiente, cuidado y entorno y calidad de vida, que les da un valor añadido frente a los clientes.

3.3.2.6 Aspectos Económicos

El coste de implantación de la energía solar térmica es variable en función de múltiples factores, como pueden ser el tipo de aplicación (piscinas, acs, climatización), el tamaño de la instalación (equipos prefabricados o instalaciones por elementos), la tecnología utilizada (captadores planos convencionales o de alto rendimiento), las condiciones del mercado, etc. Estos factores influyen en el coste final de una instalación.

Durante los últimos años las instalaciones de energía solar térmica no han experimentado una alteración sustancial de costes ni es previsible que ello ocurra en los próximos años. Las instalaciones se componen de los materiales comunes a otras instalaciones afines y las rebajas de precio pueden venir de las mejoras en los procesos de fabricación de los captadores y del ahorro de los costes comerciales como consecuencia de la expansión de mercado.

Si se distribuye el coste unitario entre cada uno de los componentes, el resultado medio de los tres casos tipo es el que aparece en la figura siguiente:



Fuente: ASIT 2004.

Figura 7. Desglose de costes de la instalación por elementos

Con el fin de acotar el análisis económico necesario, se han considerado tres tipologías de instalaciones que son representativas de lo que es el mercado actual español de la energía solar térmica, destinándose en los tres casos a la producción al calentamiento de agua caliente sanitaria, ya que esta será la principal aplicación durante el horizonte del Plan.

Dentro de las viviendas unifamiliares ocupadas por una media de cuatro personas, la fórmula más usada para la obtención de agua caliente sanitaria mediante energía solar térmica es el uso de equipos prefabricados, de acuerdo con el ejemplo que se incluye como caso tipo I.

En el ámbito de las instalaciones solares térmicas por elementos, (caso tipo II) es decir las que se configuran a partir de la agregación de varios captadores solares unidos entre si, se han considerado dos tipos de aplicaciones:

- Caso tipo II, una comunidad de vecinos con producción solar centralizada.
- Caso tipo II, una gran instalación en un establecimiento hotelero con gran consumo de agua caliente sanitaria.

No obstante, dado que sus características económicas son muy similares, a efectos de costes de generación se considera un solo caso.

El estudio de los costes de generación se realiza para una inversión con el 100% de recursos propios, sin ayudas ni desgravaciones, considerando para los tres casos una retribución de los recursos propios del 5%. El periodo de vida útil se considera de 25 años, al igual que el periodo de amortización.

Estos datos generales se recogen en la cabecera del siguiente cuadro, y a continuación se resumen los datos principales que sirven de base para calcular los costes de generación.

DATOS GENERALES	TODOS LOS CASOS TIPO
Vida útil y periodo de amortización	25 años
Coste de oportunidad de recursos propios	5%
Recursos propios	100%
Incremento anual de gastos de Op. y Mant.	1% (IPC - 1%, considerando IPC = 2%)
Incremento anual del precio de la energía	1,4%
Incremento anual en el coste de inversión	2% (Hasta 2010)

CASO TIPO I	EQUIPO PREFABRICADO
Superficie de captación	2 m^2
Producción energética	1.245 te/año
Inversión unitaria por m^2 captador (2005)	663 €/m^2
Ahorro estimado según energía sustituida	75 €/año para Gas 87 €/año para Gasóleo C 137 €/año para Electricidad
Gastos de operación y mantenimiento	11,9 €/m^2 año. 1,80% sobre inversión

CASO TIPO II	INSTALACIÓN POR ELEMENTOS EN COMUNIDAD DE VECINOS
Superficie de captación	38 m^2
Producción energética	21.300 te/año
Inversión unitaria por m^2 captador (2005)	579 €/m^2
Ahorro estimado según energía sustituida	1.278 €/año para Gas 1.491 €/año para Gasóleo C
Gastos de operación y mantenimiento	10,4 €/m^2 año. 1,80% sobre inversión

Fuente: Elaboración propia.

Figura 8. Resumen de casos tipo en área solar térmica

CASO TIPO II	INSTALACIÓN POR ELEMENTOS EN COMPLEJO HOTELERO
Superficie de captación	580 m^2
Producción energética	342.780 te/año
Inversión unitaria por m^2 captador (2005)	579 €/m^2
Ahorro estimado según energía sustituida	20.567 €/año para Gas 23.978 €/año para Gasóleo C
Gastos de operación y mantenimiento	8,2 €/m^2 año. 1,40% sobre inversión

Fuente: Elaboración propia.

Figura 8 (Continuación). Resumen de casos tipo en área solar térmica

Puesto que los equipos prefabricados (Caso Tipo I) se están colocando en zonas de mayor radiación que los equipos por elementos, se ha tomado mayores producciones unitarias (te/m^2año). No obstante, para analizar el coste de generación se considera un margen de producción diferente para ambos casos.

Partiendo de los casos tipo I y II se realiza el cálculo del coste de generación en el horizonte del plan. Para el caso tipo I se considera una producción de 781 kWh/año para el coste inferior y 558 kWh/año para el coste de generación superior. Para el caso tipo II (complejo hotelero) se toman nos valores de producción de 687 kWh/año y 461 kWh/año para el cálculo de la horquilla de coste de generación. Esta horquilla se calcula para 2005 y para 2010.

A continuación se muestra los resultados del cálculo de los costes de generación:

Coste de generación área solar térmica (c€/kWh)

AÑO	Sistemas prefabricados. Caso tipo I	Sistemas por elementos. Caso tipo II
2005	9,2 – 12,8	8,8 – 13,1
2010	10,1 – 14,2	9,7 – 14,4

Fuente: Elaboración propia

Figura 9. Coste de generación área solar térmica

3.3.2.7. Barreras

Las principales barreras de la energía solar térmica son económicas, tecnológicas, formativas, y normativas.

Barreras económicas

Rentabilidad insuficiente si no se complementan con una ayuda a la inversión

Con los precios y el rendimiento vigentes actualmente, las instalaciones se amortizan en extensos periodos de tiempo. Es por ello que la solar térmica se ha desarrollado asociada líneas de ayudas, tanto por parte de las CCAA como con fondos estatales.

Se trata por lo tanto de un sector fuertemente dependiente de las subvenciones. Ello origina graves inconvenientes de varios tipos y entre ellos:

- Dependencia de los presupuestos disponibles anualmente.
- Actividad relacionada con los plazos de cada año convirtiéndose en actividad estacional.
- Gestión de las ayudas por los instaladores, usuarios y órgano que las administran.
- Dependencia absoluta de la decisión de inversión a su otorgamiento.

Estas dificultades se agravan cuando existe la posibilidad de acceder a dos vías de subvenciones, como ocurre en la mayoría de los casos, ya que tratar de compaginar las dos, como suele intentarse, complica e incluso bloquea la tramitación.

Falta de incentivos fiscales.

A través de la Ley 24/2001 de 27 de diciembre (para las grandes empresas que cumplan en articulo 122 del Impuesto de Sociedades), ampliada en su ámbito de aplicación (para toda tipología de empresas) mediante el Real Decreto Ley 2/2003, cualquier empresa que invierta en energía solar térmica tiene la posibilidad de deducción del 10% de la inversión.

Sin embargo los particulares y las viviendas que constituyen con gran diferencia el potencial más importante y que deben contribuir mayoritariamente a conseguir el objetivo del PFER no cuentan con deducciones en el IRPF.

Barreras tecnológicas

Falta de iniciativas y de incentivos para el desarrollo de instalaciones innovadoras.

La situación actual del mercado y las actuales líneas de apoyo no presentan suficientes incentivos para llevar a cabo proyectos novedosos desde el punto de vista técnico, con integración arquitectónica etc.

Bajo grado de mecanización de la fabricación de captadores. Fabricantes de bajo volumen de producción.

Debido a que, el mercado ha sido de reducida dimensión los procesos de fabricación existentes en España presentan carencias en cuanto a capacidad y calidad, comparativamente con los de otros países. Sin embargo, en un futuro próximo será necesario una modernización de las líneas de producción de los captadores nacionales con el fin de mantener la competencia con los productos internacionales.

Falta de profesionalización y formación del sector de instalaciones y mantenedores. Previsión de entrada de nuevos agentes con baja formación en energía solar.

Debido a que la demanda no ha sido excesiva, el sector no ha tenido un desarrollo elevado. Los actuales instaladores están formados y son capaces de realizar instalaciones de calidad.

Con la aprobación de diferentes ordenanzas municipales y la perspectiva de futura entrada en vigor del CTE, está llevando a una entrada de agentes, que aprovechando el hueco en el mercado, quieren iniciar una carrera profesional en este sector, cuando no siempre están preparados para ello.

Falta de documentación técnica para llevar a cabo el diseño de las instalaciones (Guías, programas de cálculo, etc.) y escasa difusión del existente.

Exceptuando las referencias de diseño y montaje de instalaciones que aparecen en la ITE 10.1 del RITE, no existe en España legislación para regular estas instalaciones.

Por otro lado, se ha constatado que el PCT de IDAE se ha convertido en algunas ocasiones en un documento de referencia a nivel estatal para el diseño y ejecución de las instalaciones solares térmicas. El sector adolece de programas de cálculo reconocidos que acompañados de guías podrían ayudar a la formación y ejecución de instalaciones con una calidad adecuada.

Barreras normativas

Alejamiento de la energía solar térmica del sector de la edificación

La energía solar térmica es una de las formas más viables de incorporar energías renovables en la edificación. Sin embargo este sector no se plantea esta posibilidad, siendo en numerosas ocasiones la mejor forma posible de producir agua caliente.

Sin embargo, el despegue definitivo de la tecnología fotovoltaica pasa por la generalización de su uso en nuevas construcciones.

Falta de existencia de una normativa técnica sobre instalaciones de ámbito general

La normativa vigente presenta todavía lagunas importantes en los que se refiere a prescripciones para la ejecución de instalaciones. Por otro lado la proliferación de normativas de ámbito autonómico (para acceder a ayudas) o de ámbito municipal (a través de las ordenanzas) complica el panorama.

Barreras sociales

Necesidad de difusión a usuarios potenciales

Existe todavía un gran desconocimiento de las posibilidades de esta tecnología entre los usuarios potenciales, que en el caso de la energía solar térmica es el público en general.

Necesidad de difusión a ayuntamientos

Los ayuntamientos pueden ser uno de los principales impulsores de la energía solar térmica en el ámbito de sus competencias sobre medio ambiente. En ese sentido, por ejemplo, es necesario un mayor impulso a la implantación de Ordenanzas Solares Municipales que obliguen a la instalación de energía solar térmica pero también son posibles otras medidas.

En relación con la fiscalidad por parte de los ayuntamientos, si bien ha existido un desarrollo normativo, en la práctica la administración local no ha aplicado las diversas bonificaciones para las cuales se les ha habilitado. El desarrollo normativo ha sido el siguiente:

- Ley 51/ 2002 a través de la cual existe la posibilidad de que ayuntamientos apliquen una bonificación de hasta el 50% del IAE y hasta el 95% del Impuesto de Construcciones, Instalaciones y Obras, para el aprovechamiento de energía solar para autoconsumo.
- Real Decreto Ley 2/2003 a través del cual existe la posibilidad de que ayuntamientos apliquen una bonificación de hasta el 50% del IAE para el aprovechamiento de energía solar para autoconsumo.
- Ley 62/ 2003 a través de la cual los ayuntamientos pueden aplicar las bonificaciones en todos los casos

Una de las razones de la falta de aplicación, además de su repercusión económica, ha sido el desconocimiento de la administración local.

Es necesario reforzar y promover que los ayuntamientos pongan en práctica las posibilidades que ofrece la Ley de Haciendas Locales respecto a conceder mediante Ordenanzas fiscales, bonificaciones en el impuesto de construcciones, IBI e IAE.

Necesidad de formación a técnicos municipales

También es necesario completar la formación de técnicos municipales a la hora de analizar y verificar proyectos.

Necesidad de difusión y formación a quienes prescriben (arquitectos, promotores, etc.)

Estos colectivos, precisan de una difusión y formación especifica ya que en muchos casos el plantear la energía solar térmica aparentemente supone introducir nuevas dificultades en los proyectos. El desconocimiento y la falta de herramientas para acometer las instalaciones puede ser el origen del rechazo.

Los diferentes agentes que intervienen en la financiación, diseño y construcción de un edificio no valoran adecuadamente los beneficios de la instalación de captadores solares, principalmente, por el desconocimiento de la tecnología y de las diferentes soluciones constructivas existentes. Para los arquitectos supone complicaciones y para el promotor supone un incremento de presupuesto y posible reducción de superficie edificable.

No se tiene en cuenta el ahorro energético para el usuario final y el impacto sociológico y educativo que conlleva la instalación de captadores térmicos en los edificios.

ÁMBITO DE APLICACIÓN	BARRERAS
Aspectos económicos	Rentabilidad insuficiente si no se complementa con una ayuda a la inversión.
	Falta de incentivos fiscales
Aspectos tecnológicos	Falta de iniciativas y de incentivos para el desarrollo de instalaciones innovadoras.
	Bajo grado de mecanización de la fabricación de captadores. Fabricantes de bajo volumen de producción.
	Falta de profesionalización y formación del sector de instalaciones y mantenedores. Previsión de entrada de nuevos agentes con baja formación en energía solar.
	Falta de documentación técnica para llevar a cabo el diseño de las instalaciones (guías, programas de cálculo, etc.) y escasa difusión del existente.
Aspectos normativos	Alejamiento de la energía solar térmica del sector de la edificación.
	Falta de existencia de una normativa técnica sobre instalaciones de ámbito general.
Aspectos sociales	Necesidad de difusión a usuarios potenciales.
	Necesidad de difusión ayuntamientos.
	Necesidad de formación a técnicos municipales.
	Necesidad de difusión y formación a quienes prescriben (arquitectos, promotores, etc.).

Figura 10. Barreras detectadas para el desarrollo del sector térmico

3.3.3 Medidas

Las medidas que se plantean están dirigidas a salvar las barreras de carácter económico, tecnológico, normativo y social antes indicadas. El éxito de los objetivos que más adelante se plantean se encuentra principalmente ligado a salvar dichas barreras por los procedimientos que a continuación se señalan:

- Aprobación del Código Técnico de la Edificación durante 2005, con lo cual los efectos del mismo se verán durante los años 2008 a 2010.

- Apoyar la intensificación de la puesta en práctica de Ordenanzas Solares Municipales, mediante la difusión de las mismas entre los ayuntamientos.

- Aplicación de apoyos públicos a la inversión por valor de 348 millones de € durante el periodo. Esta cantidad global se alcanzará mediante la aplicación de simultánea de presupuestos estatales y autonómicos. Se estima que con la aplicación de las medidas anteriores las instalaciones que accederán a ayudas disminuirán hasta un 35%. Mantenimiento de las actuales condiciones de la línea ICO IDAE.

- Introducción de una desgravación de la energía solar térmica en el IRPF.

- Apoyar la aplicación de las Ordenanzas fiscales por parte de los ayuntamientos.

- Formación específica a los técnicos municipales para la evaluación de los proyectos relacionados con el CTE y Ordenanzas Solares Municipales.

- Introducir prescripciones técnicas en el RITE y en el Código Técnico de la edificación.

- Modernización de las líneas de producción de captadores con el fin de adaptarlas a la demanda del mercado.

- Establecimiento de programas específicos para la realización de proyectos innovadores con incentivos adecuados. Apoyar específicamente la refrigeración solar, el desarrollo de equipos de bajo coste, la integración arquitectónica y la extensión del concepto de venta de energía.

- Aparición de guías de diseño y programas de cálculo reconocidos por el RITE dirigidos a instaladores, técnicos municipales y prescriptores (arquitectos, promotores, etc).

- Realización de fuertes campañas de difusión y formación dirigidas a los ciudadanos.

- Promover que los Planes Generales de Ordenación Urbana establezcan incentivos para la aplicación de la energía solar a climatización incrementando la edificabilidad.

BARRERAS	MEDIDAS	RESPONSABLE	COSTE	CALENDARIO
Rentabilidad insuficiente si no se complementa con una ayuda a la inversión.	Aplicación de apoyos públicos a la inversión por valor de 348 millones de € durante el periodo. Esta cantidad global se alcanzará mediante la aplicación de simultánea de presupuestos estatales y autonómicos. Se estima que con la aplicación de las medidas anteriores las instalaciones que accederán a ayudas disminuirán hasta un 35%. Mantenimiento de las actuales condiciones de la línea ICO IDAE.	MITyC Y CCAA	348,1 M€	2005-2010
Falta de incentivos fiscales	Introducción de una desgravación de la energía solar térmica en el IRPF.	MINECO	Pendiente de Evaluación	2005 - 2006
	Apoyar la aplicación de Ordenanzas fiscales por parte de los ayuntamientos.	IDAE y CCAA	Pendiente de Evaluación	2005-2010
Falta de iniciativas y de incentivos para el desarrollo de instalaciones innovadoras.	Establecimiento de programas específicos para la realización de proyectos innovadores con incentivos adecuados. Apoyar específicamente la refrigeración solar, el desarrollo de equipos de bajo coste, la integración arquitectónica y la extensión del concepto de venta de energía.	IDAE, MITyC y CIEMAT	Pendiente de Evaluación	2005 – 2010
Bajo grado de mecanización de la fabricación de captadores. Fabricantes de bajo volumen de producción.	Modernización de las líneas de producción de captadores con el fin de adaptarlas a la demanda del mercado.	Fabricantes y MITyC	Pendiente de Evaluación	2005-2007
Falta de profesionalización y formación del sector de instalaciones y mantenedores. Previsión de entrada de nuevos agentes con baja formación en energía solar.	Aparición de guías de diseño y programas de cálculo reconocidos por el RITE dirigidos a instaladores.	Asociaciones del sector, IDAE	Pendiente de Evaluación	2005
Falta de documentación técnica para llevar a cabo el diseño de las instalaciones (guías, programas de cálculo, etc.) y escasa difusión del existente.	Aparición de guías de diseño y programas de cálculo reconocidos por el RITE dirigidos a prescriptores (arquitectos, promotores, etc)	Asociaciones del sector, IDAE	Pendiente de Evaluación	2005

Figura 11. Medidas correctoras para las barreras detectadas

BARRERAS	MEDIDAS	RESPONSABLE	COSTE	CALENDARIO
Alejamiento de la energía solar térmica del sector de la edificación.	Aprobación del Código Técnico de la Edificación durante 2005, con lo cual los efectos del mismo se verán durante los años 2008-2010.	**Aprobación:** Ministerio de Vivienda **Aplicación:** Ayuntamientos	SIN COSTE	2005
Falta de existencia de una normativa técnica sobre instalaciones de ámbito general.	Introducción de prescripciones técnicas en el RITE y en el CTE.	IDAE, MITyC, Ministerio de la Vivienda	SIN COSTE	2005-2006
Necesidad de difusión a usuarios potenciales.	Realización de fuertes campañas de difusión y formación dirigidas a los ciudadanos.	IDAE	Pendiente de Evaluación	2005-2010
Necesidad de difusión a ayuntamientos.	Promover que los Planes Generales de Ordenación Urbana establezcan incentivos para la aplicación de la energía solar a climatización incrementando la edificabilidad.	IDAE y CCAA	Pendiente de Evaluación	2005-2010
	Apoyar la intensificación de la puesta en práctica de Ordenanzas Solares Municipales, mediante la difusión de las mismas entre los ayuntamientos.	IDAE	Pendiente de Evaluación	2005-2010
Necesidad de formación a técnicos municipales	Formación específica a los técnicos municipales para la evaluación de los proyectos relacionados con el CTE y Ordenanzas Solares Municipales.	Ayuntamientos, IDAE.	Pendiente de Evaluación	2005-2010
	Aparición de guías de diseño y programas de cálculo reconocidos por el RITE dirigidos a técnicos municipales.	Asociaciones del sector, IDAE	Pendiente de Evaluación	2005
Necesidad de difusión y formación a los prescriptores (arquitectos, promotores, etc).	Aparición de guías de diseño y programas de cálculo reconocidos por el RITE dirigidos prescriptores (arquitectos, promotores, etc).	Asociaciones del sector, IDAE	Pendiente de Evaluación	2005

Figura 11 (Continuación). Medidas correctoras para las barreras detectadas

3.3.4 Objetivos 2010

La aplicación de la energía solar térmica puede presentar un gran desarrollo en España, asociada a que se apruebe el Código Técnico de la Edificación. Las razones que fundamentan la aplicación de la energía solar en España son:

- Existencia de recursos solares muy favorables para el desarrollo de esta tecnología.
- Adecuación técnica y económica de la energía solar térmica al sector de nuevas viviendas con grandes perspectivas de desarrollo en los próximos años.
- Oportunidad para que una gran parte de la sociedad participe directamente en el desarrollo de las energías renovables.

En este apartado se identifica un nuevo objetivo de incremento de superficie instalada de 4.200.000 m^2 en el periodo 2005-2010, dentro de la planificación de las energías renovables en su conjunto, siempre partiendo de la puesta en marcha de las medidas propuestas. Este incremento es ligeramente superior al existente en el anterior Plan de Fomento de las Energías Renovables (1999-2010).

3.3.4.1 Potencia y Datos Energéticos

Las Comunidades Autónomas, en virtud de sus competencias, han elaborado planes energéticos que en unas ocasiones son de carácter general y en otras específicos para las energías renovables. Estos planes para energía solar térmica tienen distintos horizontes temporales, aunque la mayoría se refieren al año 2010, planificando en líneas generales con objetivos energéticos inferiores a los indicados en su día en el Plan de Fomento.

En la figura 12 se muestra el alcance de los diferentes planes de las CC.AA., habiéndose mantenido los valores previstos en el Plan de Fomento en aquellas comunidades autónomas en las que no se tiene constancia de que exista un plan oficialmente aprobado o revisión del actual Plan de Fomento de las Energías Renovables (PLAFER) que incluya la energía solar térmica.

COMUNIDAD AUTÓNOMA	SUPERFICIE (m^2)	AÑO	DOCUMENTO SOPORTE
ANDALUCÍA	1.046.552	2010	Plan Energético de Andalucía (PLEAN)
ARAGÓN	85.892	2010	PLAFER
ASTURIAS	40.000	2010	Revisión del PLAFER para el Principado de Asturias
BALEARES	400.000	2015	Plan Director Sectorial Energético
CANARIAS	225.000	2011	PECAN 2002 (PEFOCAN)
CANTABRIA	20.856	2010	PLAFER
CASTILLA Y LEÓN	265.000	2010	Plan Solar de Castilla y León
CASTILLA – LA MANCHA	294.666	2010	PLAFER
CATALUÑA	500.000	2010	Plan de la Energía en Cataluña
EXTREMADURA	168.161	2010	PLAFER
GALICIA	80.000	2010	Previsiones Xunta de Galicia
MADRID	299.887	2010	PLAFER
MURCIA	160.000	2012	Objetivos de Planificación energética
NAVARRA	77.405	2010	PLAFER
LA RIOJA	20.856	2010	PLAFER
COMUNIDAD VALENCIANA	200.000	2010	Plan EE.RR. de Com. Valenciana
PAÍS VASCO	151.600	2010	Estrategia Energética de Euskadi
TOTAL	**4.035.875**		

Figura 12. Situación actual de la planificación.

La energía solar térmica está experimentando fuertes crecimientos en algunos países entre los que destaca China, como principal mercado mundial, y Alemania dentro de la Unión Europea. Por otra parte, exceptuando proyectos de gran complejidad, como puedan ser grandes plantas innovadoras, que necesitan una financiación y unos procesos de maduración que requieren largos meses, los proyectos convencionales se pueden ejecutar en periodos relativamente cortos, lo que permite planificar un rápido aumento de superficie instalada. Estos hechos se han considerado a la hora de fijar el ambicioso objetivo global de incremento de este Plan: 4,2 millones de metros cuadrados en el periodo 2005-2010.

Para llevar a cabo una distribución, meramente indicativa, por Comunidades Autónomas, de ese objetivo global, se han tenido en cuenta los siguientes criterios: densidad de población y previsible número de viviendas a construir, grado de implantación de la energía solar térmica en relación con la insolación existente en la zona, grado de desarrollo de medidas legislativas y planes de promoción e incentivos específicos (ordenanzas solares, programas de ayudas) y los propios objetivos planificados por la diferentes Comunidades Autónomas.

COMUNIDAD AUTÓNOMA	SITUACIÓN ACTUAL 2004 (m^2)	INCREMENTO 2005 - 2010 (m^2)	SUPERFICIE EN 2010 (m^2)
ANDALUCÍA	213.239	910.398	1.123.637
ARAGÓN	6.686	85.892	92.578
ASTURIAS	9.022	41.810	50.832
BALEARES	78.362	358.474	436.836
CANARIAS	95.731	382.954	478.685
CANTABRIA	1.501	20.856	22.357
CASTILLA Y LEÓN	34.646	257.227	291.873
CASTILLA - LA MANCHA	7.845	294.666	302.511
CATALUÑA	82.358	489.523	571.881
EXTREMADURA	3.310	168.181	171.491
GALICIA	8.911	52.900	61.811
MADRID	56.204	380.123	436.327
MURCIA	19.321	143.903	163.224
NAVARRA	12.473	77.405	89.878
LA RIOJA	204	20.856	21.060
COMUNIDAD VALENCIANA	58.199	389.260	447.459
PAÍS VASCO	4.849	125.572	130.421
TOTAL (m^2)	**700.433**	**4.200.000**	**4.900.433**

FUENTE: IDAE. No regionalizados: 7.572 m2

Figura 13. Objetivos solar térmica para el año 2010. Datos propios

De acuerdo con el objetivo anterior y relacionándolo con las cifras de población española del INE, el ratio de metros cuadrados por cada 1.000 habitantes, fruto del incremento, estaría situado en un valor cercano a 100.

La evolución anual prevista de la nueva superficie a instalar dentro del período 2005-2010 es la siguiente:

	2005 (m^2)	2006 (m^2)	2007 (m^2)	2008 (m^2)	2009 (m^2)	2010 (m^2)	TOTAL 2005 - 2010 (m^2)
Instalaciones prefabricadas	33.000	41.000	101.000	185.000	215.000	265.000	**840.000**
Instalaciones por elementos	115.000	170.000	430.000	815.000	880.000	950.000	**3.360.000**
TOTAL	**148.000**	**211.000**	**531.000**	**1.000.000**	**1.095.000**	**1.215.000**	**4.200.000**

Figura 14. Evolución anual de la nueva superficie a instalar prevista (m^2)

Este crecimiento en la superficie a instalar se fundamenta en las medidas propuestas en el Plan para eliminar las barreras existentes en el sector térmico. Las medidas más importantes se incluyen en el apartado correspondiente de este documento.

Para estos incrementos de superficie instalada, la energía total producida cada año debida a los mismos se muestra en la tabla de la figura 15, según tipo de instalación. La energía producida en un año es consecuencia de toda la superficie instalada desde el 2005 hasta finalizar ese año.

	2005 (tep)	2006 (tep)	2007 (tep)	2008 (tep)	2009 (tep)	2010 (tep)	TOTAL 2005 - 2010 (tep)
Instalaciones prefabricadas	2.551	5.720	13.528	27.828	44.448	64.932	**159.006**
Instalaciones por elementos	8.890	22.031	55.270	118.269	186.293	259.728	**650.480**
TOTAL	**11.441**	**27.751**	**68.798**	**146.097**	**230.741**	**324.660**	**809.486**

Figura 15. Evolución anual de la energía generada (tep)

3.3.4.2 Emisiones evitadas y generación de empleo

La tabla de la figura 16 muestra las emisiones evitadas de CO_2 que se dejan de producir en el año 2010, debido al incremento de superficie en energía solar térmica en el periodo 2005-2010 (4.200.000 m^2).

Para el cálculo de las emisiones evitadas de CO_2, se compara la producción de energía solar térmica en tep frente a la combustión de un tep de gasóleo.

	AREA SOLAR TÉRMICA
EMISIONES CO_2 EVITADAS INSTALACIONES PREFABRICADAS (tCO_2)	199.342
EMISIONES CO2 EVITADAS INSTALACIONES POR ELEMENTOS (tCO_2)	797.368
TOTAL EN ENERGÍA SOLAR TÉRMICA (tCO_2)	**996.710**

Figura 16. Emisiones evitadas en 2010 por la instalación de energía solar térmica (tCO_2)

Para el cálculo del empleo generado se toman los ratios de empleos creados por cada M€ de inversión en instalaciones de energía solar térmica que se incluían en el Plan de Fomento de las Energías Renovables 1999-2010, en el capítulo 1, página 22. Según estos valores, los ratios son 16,64 EE/M€ (EE/M€: empleos directos generados a tiempo completo, 1800 h anuales y 35 h semanales, por cada millón de Euros en inversión) para construcción e instalación y 1,664 EE/M€ para las fases de operación y mantenimiento.

Estos datos de empleo se refieren a la generación de empleo para el incremento de superficie de energía solar térmica durante el periodo 2005-2010.

	AREA SOLAR TÉRMICA
GENERACIÓN DE EMPLEO INSTALACIONES PREFABRICADAS (Hombres-año)	10.940
GENERACIÓN DE EMPLEO INSTALACIONES POR ELEMENTOS (Hombres-año)	38.198
TOTAL EN ENERGÍA SOLAR TÉRMICA (Hombres-año)	**49.138**

Figura 17. Generación de empleo en 2005-2010

Es destacable que en el periodo 2005-2010 se prevé la creación de casi 50.000 hombres-año (1.800 horas anuales). Todo esto supone un gran impacto social, teniendo en cuenta además que el sector solar térmico está constituido mayoritariamente por PYMES.

3.3.4.3 Inversiones asociadas

Para cada tipo de instalación se considera un ratio de inversión diferente, que tiene en cuenta las especiales características de distribución de costes de las diferentes tipologías.

Se muestra en la figura 18 la evolución de los ratios de inversión, en euros por cada m^2 instalado de superficie solar térmica. Se considera que los ratios se incrementan un 2% anual

(IPC) desde 2005 hasta 2010. Se parte de un ratio de 2004 de 650 €/m^2 para instalaciones prefabricadas y 568 €/m^2 para instalaciones por elementos.

	2005 (€/m^2)	2006 (€/m^2)	2007 (€/m^2)	2008 (€/m^2)	2009 (€/m^2)	2010 (€/m^2)
Instalaciones prefabricadas	663	676	690	704	718	732
Instalaciones por elementos	579	591	603	615	627	640

Figura 18. Evolución de los ratios de inversión en 2005 - 2010 (€/m^2)

Partiendo de estos ratios y de la superficie instalada en el periodo 2005-2010, se obtienen las inversiones asociadas al sector de la industria solar térmica. Se muestra en la figura 19.

	2005 (k€)	2006 (k€)	2007 (k€)	2008 (k€)	2009 (k€)	2010 (k€)	TOTAL 2005 – 2010 (k€)
Instalaciones prefabricadas	21.879	27.727	69.668	130.162	154.295	193.981	**597.713**
Instalaciones por elementos	66.626	100.461	259.189	501.079	551.864	607.677	**2.086.897**
TOTAL	**88.505**	**128.188**	**328.857**	**631.241**	**706.159**	**801.658**	**2.684.610**

Figura 19. Inversiones asociadas al sector solar térmico en 2005-2010 (miles de €)

3.3.4.4 Ayudas públicas

La todavía escasa rentabilidad de las instalaciones solares térmicas hace necesario el apoyo público a la inversión. Este apoyo público se concreta siguiendo la filosofía del programa de ayudas de la Línea de Financiación ICO-IDAE 2004.

	APOYO (% de inv. con ayudas)	2005 (k€)	2006 (k€)	2007 (k€)	2008 (k€)	2009 (k€)	2010 (k€)	TOTAL 2005-2010 (k€)
Instalaciones prefabricadas	35	4.210	5.027	9.022	13.966	17.698	27.992	**77.914**
Instalaciones por elementos	35	17.010	26.391	50.827	53.766	59.215	62.955	**270.164**
TOTAL	-	**21.220**	**31.418**	**59.849**	**67.732**	**76.913**	**90.947**	**348.078**

Figura 20. Apoyo público a la inversión en el periodo 2005-2010 (miles de euros)

3.3.5. Sector Industrial

A nivel nacional en la industria del sector solar térmico de baja temperatura participan empresas de muy diferentes perfiles. Se mantiene e incluso se fortalece en los últimos años la presencia de un importante grupo de pequeños fabricantes, en muchos casos con ámbito geográfico localizado y con una tecnología madura y contrastada.

Un segundo y reducido grupo está constituido por fabricantes que podemos considerar de ámbito nacional o internacional y con un mayor potencial económico y comercial. Finalmente un tercer grupo está constituido por un número creciente de importadores-distribuidores.

El fortalecimiento del tejido industrial gracias al aumento en el nivel de ayudas que junto con la mayor concienciación ambiental ha hecho que el número de empresas de venta de equipos sea superior a las 200.

El inicio de la estructura en el mercado solar térmico lo forman las empresas de manufactura de equipos bien nacionales o bien importados (>150), en el siguiente escalón están las empresas de venta de equipos (> 200) muchas de las cuales realizan labores de instalación, mantenimiento y reparación de equipos (> 350). Las empresas que realizan el diseño de las instalaciones, pueden a su vez realizar los montajes o solo dirigirlos, bien de una forma u otra el número de ellas es superior a las 250.

Dentro de la cifra global de 385 empresas dedicadas a actividades de energía solar en alguna de sus fases, solo un porcentaje reducido son capaces de mantenerse íntegramente con el negocio de la energía solar, siendo para la mayoría de ellas algo colateral que les amplia el número de clientes e incrementa su cifra de negocios dedicada normalmente al diseño, venta, montaje y mantenimiento de equipos de agua caliente sanitaria y climatización.

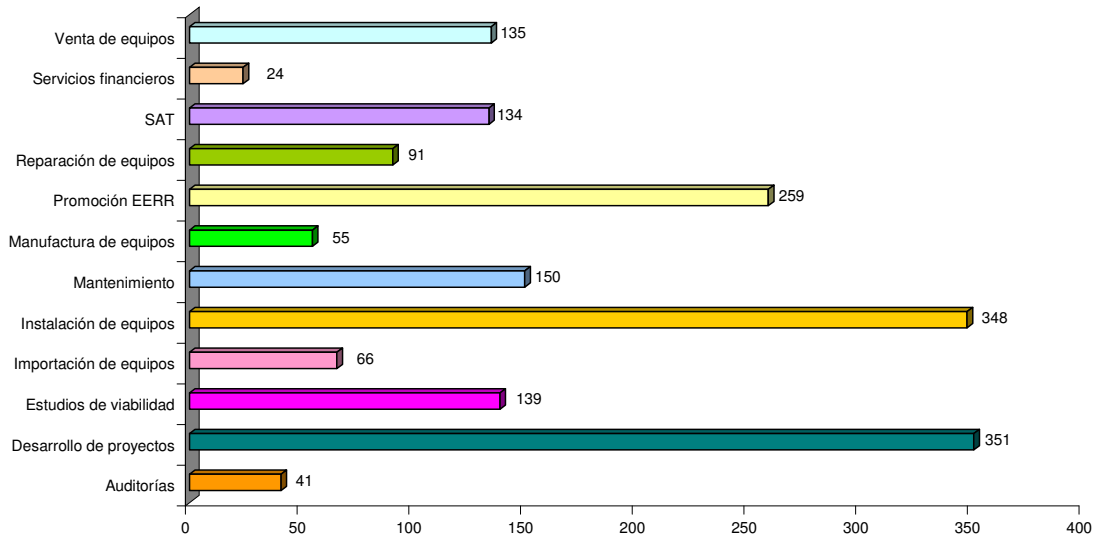


Figura 21. Distribución de empresas por tipo de actividad en el sector solar térmico (385)

En España existen al menos 12 fabricantes de captadores solares con una capacidad total que permanece casi constante en los últimos años y que es inferior a 100.000 m2/año. El 65% del mercado está en manos de los dos principales fabricantes. La estructura actual del sector, salvo para los dos fabricantes referidos, se caracteriza por tanto por fábricas de pequeño tamaño que se mueven en el ámbito regional. Dentro de este grupo de empresas destacan:

- ALWEC: Empresa radicada en la Comunidad Valenciana con más de 20 años de experiencia, que se caracteriza por el montaje de captadores modulares adaptados a la superficie de la que se disponga.

- ACV España: Empresa del grupo ACV. Comercializa un captador fabricado en España, e importa otros modelos hechos en Europa. El captador fabricado en España es fruto de un desarrollo industrial entre ACV y otras empresas del sector de la climatización. Empresa dedicada principalmente a la venta de productos de agua caliente sanitaria y calefacción con varias sedes en España.

- DISOL: Empresa, de amplia experiencia en el sector solar térmico, ubicada en Sevilla y dedicada al diseño y montaje de captadores solares térmicos, equipos compactos y otros elementos necesarios que conforman una instalación solar térmica. Los captadores son fabricados por otra empresa con su patente.

- ESE: Importante empresa ubicada en la Comunidad Canaria, con más de 20 años de experiencia dedicada al sector de las energías renovables (solar y eólica). Los captadores solares fabricados en su sede de Tenerife son repartidos por el resto de las islas, siendo muy pequeño el porcentaje de unidades que van a la Península.

- GAMESA-MADE: Empresa con más de 20 años de experiencia dentro de Gamesa Solar, dedicada a la producción e instalación de captadores solares térmicos y equipos eólicos. La fabrica de captadores solares, se encuentra ubicada actualmente en Almazán (Soria). El volumen de negocio solar es muy inferior al eólico. Actualmente fabrican captadores planos vidriados con superficies selectivas que les permiten poder ser usados en un amplio intervalo de temperaturas de uso.

- ISOFOTON: Empresa con más de 20 años de experiencia dedicada a la fabricación, venta e instalación de captadores solares térmicos y módulos fotovoltaicos. El mayor volumen de negocio es obtenido por la parte fotovoltaica exportando prácticamente toda su producción. Los captadores solares térmicos son fabricados en Málaga y de allí distribuidos a toda España. Actualmente comercializan principalmente dos tipos de captadores planos vidriados, unos con superficie selectiva tradicional y otro con ésta mejorada.

- LKN: Empresa con más de 20 años de experiencia ubicada en la Comunidad de Cataluña y desde su fundación ha proyectado y dirigido más de 2.000 instalaciones de energía solar térmica. Fruto de este trabajo continuo, LKN Sistemes ha desarrollado una tecnología propia tanto en el diseño de instalaciones como en la fabricación y selección de los principales elementos que la integran.

- PROMASOL: Empresa radicada en Málaga, con más de 20 años de experiencia que se dedica a la fabricación de captadores solares, termoacumuladores y equipos compactos. Proyección e instalación de energía solar térmica, fotovoltaica, eólica, climatización de piscinas y calefacción.

- RAYOSOL: Empresa con más de 40 años de experiencia ubicada en Málaga. Fabrica, diseña e instala una amplia gama de productos vinculados a la energía solar. Desde captadores solares o equipos compactos para agua caliente sanitaria especialmente diseñados para viviendas unifamiliares hasta componentes tan importantes como los depósitos acumuladores en acero inoxidable , los termómetros (programadores remotos de temperatura) y otros productos de electrónica aplicada, como los controles de circulación forzada y los controles de circulación de retorno.

- SILVASOL: Empresa, ubicada en la Comunidad Valenciana, con más de 20 años de experiencia dedicada a la fabricación y distribución y montaje de captadores solares, equipos compactos y todos los elementos necesarios para la realización de una instalación solar térmica.

- TAKAMA: Empresa con fabrica ubicada en la Comunidad de Cataluña y delegación comercial en Madrid, caracterizada por la comercialización de un captador con el absorbedor de forma tridimensional.

- TERMICOL: Empresa, de reciente creación, ubicada en Sevilla y dedicada a la fabricación y comercialización de productos de energía solar.

Las actuales condiciones del mercado permiten la absorción del incremento de metros cuadrados propuestos con modificaciones en los procesos de fabricación de los captadores. Con estas modificaciones y teniendo en cuenta la inversión que se va a realizar en el sector solar térmico, permitirán alcanzar la cifra de 50.000 empleos entre directos e indirectos al 2010 en una tipología de empresa mayoritariamente del tipo PYME.

Este incremento de volumen económico, permitirá la creación de empresas de diferente tipología desde PYMEs hasta la introducción en este mercado de grandes grupos empresariales con capacidad financiera para la realización de proyectos demostrativos y de innovación.

3.3.6. Líneas de innovación tecnológica

El sector de la energía solar térmica en España debe continuar realizando un esfuerzo de innovación que le permita crecer tecnológicamente, en volumen de negocio y en competitividad. Hasta el día de hoy el bajo volumen de actividad no ha favorecido la afluencia de empresas a este sector, manteniéndose, en general, entidades con un relevante número de años de permanencia en esta actividad y con un dinamismo tecnológico y empresarial mejorable.

Para poder llevar a cabo este esfuerzo el sector presenta barreras entre las que cabe mencionar las siguientes:

-La industria esta compuesta mayoritariamente por pequeñas y medianas empresas. Esta estructura dificulta destinar recursos financieros para proyectos de investigación, desarrollo o innovación a medio-largo plazo.

-Los programas de financiación públicos en general no tienen la energía solar entre sus objetivos prioritarios.

-Las empresas pequeñas encuentran dificultades en participar en proyectos innovador con fondos europeos.

Las principales líneas de innovación propuestas para implementarse hasta el año 2010 son las siguientes:

1- Desarrollo de nuevos captadores

Al igual que ocurre en los países europeos que más han avanzado en la aplicación de la energía solar térmica, es necesario que la industria amplíe la gama de productos ofrecidos, con el objeto de cubrir las necesidades que ya empieza a demandar el mercado en cuanto a aplicaciones a mayor temperatura y que previsiblemente se intensifiquen en el futuro. Entre estos productos destacan los colectores de alto rendimiento o de vacío, que al día de hoy proceden en buena parte de otros países.

Para aplicaciones a temperatura del rango del agua caliente puede ser interesante en España el desarrollo de captadores de bajo coste, basados en la aplicación de nuevos materiales u otros conceptos.

En ambos casos, el desarrollo de nuevos captadores contribuirá a afianzar la energía solar como solución tecnológicamente contrastada y a hacer más competitivo el sector solar frente a otras alternativas en todas las aplicaciones.

2- Procesos de fabricación

La estructura actual del sector, salvo ciertos fabricantes, se caracteriza por fábricas de pequeño tamaño que se mueven en el ámbito regional. Los procesos de fabricación están poco mecanizados y se basan en tecnologías que solo muy recientemente han empezado a introducir mejoras e innovaciones.

Se necesita por tanto una apreciable innovación en los procesos de fabricación, comenzando por la automatización de los mismos e implementando nuevas líneas con tecnologías avanzadas y nuevos productos. De esta forma se conseguirá obtener captadores a precios competitivos que a su vez contribuyan a dinamizar el sector.

La implantación de los nuevos Standard europeos y la Solar Keymark debe propiciar la implantación de mejoras que permitan alcanzar mayores índices de calidad y el cumplimiento con las normativas de certificación o certificados de calidad que se requieran en la Unión Europea.

3- Nuevas aplicaciones

El desarrollo de aplicaciones con alto potencial como la refrigeración, o el calor de proceso están todavía en fase de demostración a nivel europeo. Sin embargo la incorporación de estas aplicaciones a las ya implantadas comercialmente, puede incorporar mercados potenciales para la energía solar tan importantes como los actuales de agua caliente sanitaria.

La **refrigeración con energía solar** es una aplicación muy prometedora con un alto potencial para la energía solar térmica, ya que la demanda de refrigeración en edificios está creciendo enormemente con lo que supone de incremento de consumo de energía eléctrica y de problemas de abastecimiento. La aportación que la energía solar puede realizar supondría claras ventajas energéticas y medioambientales.

Aunque existen algunas experiencias en instalaciones de tamaño medio, los sistemas familiares están aun en fase de desarrollo. El desarrollo de las aplicaciones de refrigeración debe considerarse por tanto una línea prioritaria de innovación, llevando a cabo un programa de apoyo especifico.

La tecnología para la refrigeración solar se basa en el empleo de maquinas de absorción. Sin embargo esta tecnología se ha desarrollado en base a la utilización de gas por lo que está pendiente su optimización y seria necesario desarrollar maquinas especialmente adaptadas a las aplicaciones solares.

En España al igual que en el resto del sur de Europa se considera que el mayor potencial se encuentra en sistemas combinados que proporcionen calefacción en invierno, refrigeración en verano y agua caliente todo el año. Actualmente sin embargo la aplicación mas extendida en cuanto a sistemas combinados es el agua caliente y la climatización de piscinas.

Las **aplicaciones en procesos industriales** actualmente representan un a mínima parte dentro del uso de la energía solar, aunque existen numerosos procesos

industriales en los que una parte de la demanda de calor podría ser cubierta con energía solar.

La **desalinización solar** es una aplicación que podría desarrollarse como solución en situaciones especificas. La viabilidad técnica de la aplicación ha sido ensayada en plantas de demostración. En cualquier caso, la desalinización mediante energías renovables en el marco del Programa de Fomento de Investigación Técnica (PROFIT), en el área de energía, hará que se adopten las medidas pertinentes para una colaboración estrecha en el marco del programa de "Aplicación de las Energías Renovables a la Desalación".

4- Integración

Una mayor presencia de la energía solar térmica en el entorno urbano y de servicios pasa por conseguir superar la barrera de la integración arquitectónica. El diseño de nuevos productos, las acciones de difusión de la energía solar entre los arquitectos y profesionales de la construcción, y proyectos demostrativos en sector y aplicaciones relevantes son un requerimiento en la situación actual.

La integración arquitectónica supone uno de los mayores retos de la energía solar térmica para los próximos años.

5.- Aplicación del concepto de venta de energía

En un escenario en el cual la normativa obligue a instalar energía solar térmica, la aparición de empresas de servicio que vendan energía solar como cualquier otra fuente energética puede tener considerable interés.

Sector Solar Termoeléctrico

CAPÍTULO 3.4

PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA 2005-2010

3.4. Sector Termoeléctrico

La energía solar termoeléctrica agrupa un conjunto de tecnologías diferenciadas que se caracterizan por realizar concentración solar con el fin de alcanzar temperaturas que permitan la generación eléctrica. Su aplicación puede llegar a constituir una forma de generación de energía competitiva y con las ventajas que corresponde a una fuente renovable y respetuosa con el medioambiente.

Se trata por tanto de una tecnología que actualmente se encuentra en los inicios de un posible desarrollo comercial, y en la cual España cuenta con unas favorables condiciones de partida debido a la importante trayectoria tecnológica que se ha llevado a cabo mediante proyectos de investigación y desarrollo y a los recursos disponibles. También cabe destacar el apoyo vía prima disponible y la presencia de empresas interesadas en el desarrollo tecnológico del sector y la promoción de proyectos.

En el contexto internacional se vienen llevando a cabo desde distintos estamentos iniciativas para conseguir el lanzamiento de la energía solar termoeléctrica. Entre ellos se encuentra la Iniciativa de Mercado Global (GMI) cuya finalidad es conseguir que en el años 2014 existan en el mundo plantas que totalicen 5.000 MW.

Desde el punto de vista tecnológico se describen y comentan las características de cada una de las posibilidades que se agrupan en este sector energético, así como sus peculiaridades medioambientales.

Del análisis económico, se establece la factibilidad que al día de hoy presentan estos proyectos. Se indica la favorable reacción que está existiendo por parte del sector industrial que permite establecer objetivos más ambiciosos y que situarán a España en una posición de liderazgo desde el punto de vista empresarial y de aplicación.

3.4.1. Situación en el mundo

En Europa, en 1997, la Comisión de las Comunidades Europeas elabora el Libro Blanco para una Estrategia Común y un Plan de Acción para las Energías Renovables. Estos documentos planteaban el objetivo general de cubrir con energías renovables el 12% de la energía primaria demandada en el global de la Unión Europea en el año 2010.

En energía solar termoeléctrica las primeras experiencias datan de hace poco más de 20 años, cuando se empezaron a poner en servicio las primeras instalaciones experimentales en el mundo. En la Unión Europea destaca España por los proyectos llevados a cabo en la Central Solar de Almería, y a nivel mundial EE.UU. con más de 360 MW instalados, todos en tecnología cilindro-parabólica. Sin embargo, desde principios de los años 90 no se han puesto en marcha nuevas plantas solares termoeléctricas.

No obstante, la energía solar termoeléctrica puede ser una de las tecnologías que se vean mas favorecidas por la búsqueda global de soluciones energéticas limpias, fruto de acuerdos internacionales para el desarrollo acelerado de tecnologías limpias sobre todo en cuanto a emisiones de dióxido de carbono.

En este contexto, es una opción que está empezando a ser considerada por importantes actores en el campo de las inversiones energéticas en los países en vías de desarrollo, como son el Banco Europeo de Inversiones (EIB), el Global Environment Facility (GEF) del Banco Mundial, etc. El Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM) del Banco Mundial está financiando proyectos en la India, Marruecos, Egipto y Méjico que se espera que entren en funcionamiento en los próximos años. Además de los proyectos en estos países se están realizando estudios de viabilidad en diversos países dispersos en diferentes continentes como Brasil, Malta, Namibia y Jordania.

En los Estados Unidos, la Asociación de la Industria de Energía Solar (SEIA) y el Ministerio de Energía han participado en la creación de Zonas de Empresas Solares en los estados mas soleados, como Arizona y Nevada, con el objetivo de ayudar a que las empresas privadas ejecuten grandes proyectos (1000 MWe en un periodo de siete años).

En la primera Conferencia Internacional sobre Energía de Concentración Solar (Berlín, 2002) se debatió la Iniciativa de Mercado Global (GMI), para desarrollar y expandir la instalación de plantas de concentración solar. Esta estrategia, para la introducción de esta tecnología en el mercado, fue publicada como la Declaración de Berlín.

En la segunda Conferencia Internacional, celebrada en Palm Springs (California) en octubre de 2003, se lanzó definitivamente la Iniciativa de Mercado Global (GMI), con el objetivo de facilitar la construcción de plantas de concentración solar hasta alcanzar una potencia total de 5.000 MW durante los próximos 10 años. Esta iniciativa representa la más amplia acción coordinada para el desarrollo de la energía solar termoeléctrica.

Una de las barreras más importantes para el desarrollo de las tecnologías de concentración solares es la falta de conocimientos actualizados sobre la tecnología por parte de autoridades gubernativas, políticos, inversores e incluso muchas empresas del sector energético. La iniciativa del GMI va encaminada a difundir el conocimiento y crear un adecuado marco político de manera que la velocidad de entrada en una etapa comercial de estas tecnologías se acelere. En este sentido los objetivos de globales de incremento de 5000 MWe en los próximos diez años serian la base para que estas tecnologías incrementasen su rentabilidad y fuesen mas competitivas en el mercado energético.

Para alcanzar este objetivo en el año 2010 se deberían superar los 1000 MWe instalados y en el año 2012 estar próximos a los 3000 MWe. Actualmente hay en el mundo aproximadamente 10 proyectos en desarrollo que totalizan 1000 MWe de potencia con tecnologías de concentración.

En el ámbito español, producir energía termoeléctrica en proyectos comerciales va a comenzar a ser una realidad. Hace aproximadamente 20 años que se empezó a trabajar en los desarrollos que van a hacerlo posible, a los que ahora hay que unir la existencia de un marco económico-legislativo favorable.

En España el apoyo definitivo a la viabilidad de los proyectos de energía solar de concentración para la producción de energía eléctrica se ha producido con el Real Decreto 436/2004. Este Real Decreto, además de asegurar las condiciones económicas para la vida útil de la central, ha elevado el precio de la energía eléctrica producida, con lo que los proyectos que se estaban madurando en los últimos años en España pueden comenzar a hacerse realidad, pudiéndose considerar que actualmente están en ejecución 3 proyectos que totalizarían una potencia de 110 MW.

En Italia en el año 2001, el parlamento Italiano asignó 110 millones de euros para un programa de desarrollo y demostración de tecnologías de concentración solar, lo que ha lanzado la actividad actual en el área. Existe un proyecto de colectores cilíndrico parabólicos de 40 MW.

En Grecia existe un proyecto en Creta, también de colectores cilíndrico parabólicos de 50 MW que recibió ayuda del V Programa Marco de la Unión Europea.

3.4.2. Análisis del Área Solar Termoeléctrica

Partiendo del compromiso introducido en la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, se elaboró el Plan de Fomento de las Energías Renovables, aprobado por el Consejo de Ministros de 30 de diciembre de 1999, definiendo el objetivo de desarrollo a alcanzar por cada una de las áreas de energías renovables para cubrir, en su conjunto, al menos el 12% del consumo en términos de energía primaria en España en el año 2010.

El año 1999 (fecha de referencia para el Plan de Fomento) dio comienzo el Plan sin que existiese ninguna planta termoeléctrica en funcionamiento. Durante los últimos seis años se ha tenido que construir el marco económico y legislativo adecuado para que empezasen a promoverse los proyectos que actualmente están iniciando la fase de ejecución, no existiendo a finales del año 2004 proyectos comerciales en explotación.

3.4.2.1. Situación actual

A finales del 2004, no se ha puesto en marcha en España ningún proyecto de energía solar termoeléctrica.

Actualmente en el mundo no existen mas proyectos comerciales en operación que las plantas de captadores cilindro parabólicos existentes en Mojave (California).

En España en el ámbito de la investigación trabaja la Plataforma Solar de Almería, como único centro con experiencia en proyectos termoeléctricos de alta temperatura entre los que destacan una Central de Torre de 7 MW térmicos y 1,2 MW eléctricos. Además se encuentran instalados otros sistemas termoeléctricos, como una central de colectores cilindro-parabólicos y sistemas disco-parabólicos.

En España con el escenario actual, definido por el RD 436/2004 con la limitación de 200MW, y sin ningún tipo de medida adicional, a pesar de las dificultades tecnológicas y de suministro de componentes de estos primeros proyectos, existen iniciativas avanzadas para realizar instalaciones con esta tecnología.

Las tecnologías utilizadas serían la de agua sobrecalentada para torre central y de tubos de aceite para las plantas cilindro parabólicas. La primera piedra de la planta PS10 de Sanlúcar Solar, S.A (Sevilla) fue colocada a finales de junio de 2004. Junto con las plantas Andasol I y II, suman 110 MW. Además existen otras iniciativas en fase de promoción que totalizan 325 MW.

Las características técnicas de estos proyectos son las que se resumen a continuación:

Proyectos en ejecución

ANDASOL I y ANDASOL II

Proyectos de 50MW promovidos por la empresa ACS-Cobra junto con la empresa Milenio Solar S.A., con un presupuesto estimado de 240 millones de € por proyecto.

Se trata de una planta con colectores cilindro-parabólicos que se instalará en la comarca del Marquesado, entre Almería y Granada.

Utilizará el diseño de colector Eurotrough ensayado en la Plataforma Solar de Almería, con pequeñas modificaciones.

El campo solar utilizará aceite (Therminol VP-1) como fluido de trabajo y dispondrá de un almacenamiento de energía térmica capaz de mantener funcionando la planta a plena carga durante 6-9 horas. El almacenamiento se realizará mediante sales fundidas.

PS 10

El proyecto termoeléctrico PS10 promovido por Abengoa consiste en una central de producción eléctrica mediante el sistema de torre central.

Es la primera planta de estas características que se espera que entre en explotación comercial. Este proyecto lleva asociado un importante riesgo tecnológico.

La ubicación de la planta es Sanlúcar la Mayor (Sevilla), y la potencia es 11 MWe (producción prevista 23 GWh/a).

La planta se encuentra iniciando los trabajos de obra civil, ultimando la ingeniería de detalle y cerrando el suministro.

Proyectos en promoción

PS20

Proyecto que combina las tecnologías de torre (13 MW) y la cilíndrico- parabólica (7 MW) de generación directa de vapor. Inicio previsto 2006.

Aznalcóllar 20 MW.

Proyecto de las mismas características de la PS 20.Inicio previsto 2007.

Aznalcóllar TH

Planta solar térmica de 80 kWe con tecnología de discos parabólicos.

Solnova 50 MW

Planta de tecnología cilíndrico-parabólica con generación directa de vapor

Estas Plantas se encuentran en su mayoría en el mismo emplazamiento que la PS 10 y están siendo promovidas por Abengoa.

IBERSOL SEVILLA, IBERSOL CIUDAD REAL, IBERSOL BADAJOZ, IBERSOL MURCIA, IBERSOL ZAMORA

Proyectos promovidos por Iberdrola con un presupuesto estimado de 210 millones de € por proyecto.Se trata de plantas con colectores cilindro parabólicos.

Utilizará el diseño de colector Eurotrough ensayado en la Plataforma Solar de Almería, con pequeñas modificaciones.

El campo solar utilizará aceite como fluido de trabajo y dispondrá de un almacenamiento de energía térmica capaz de mantener funcionando la planta a plena carga durante 6,8 horas. El almacenamiento se realizará mediante sales fundidas.

Estos proyectos (excepto el de Zamora) tienen concedido el REPE provisional.

Generación Directa Vapor (5 MW)

Instalación de demostración pre-comercial de 5 MW de potencia en las cercanías de la Plataforma Solar de Almería, basada en la conclusiones del proyecto DISS (Direct Solar Stream) europeo realizado en las instalaciones del CIEMAT.

Este sistema de generación eléctrica supone un gran avance tecnológico ya que al eliminar el aceite se reduce la inversión y los costes de mantenimiento y se mejora la eficiencia. Es ademas una tecnología desarrollada en España.

Utilizará el diseño de colector Eurotrough ensayado en la Plataforma Solar de Almería modificado.

3.4.2.2. Recursos

La radiación solar global consta de tres componentes: radiación directa, difusa y reflejada. La radiación solar directa es la fracción de la radiación que tiene una trayectoria bien definida: la que une el sol con un punto determinado de la superficie terrestre. Dado su carácter vectorial puede ser concentrada por lentes o reflectores y constituye la base de las tecnologías de concentración. Esta componente puede significar el 90% de la radiación global en días claros o ser nula en días totalmente cubiertos.

Conocer los recursos en tecnologías de concentración supone tener datos de la radiación directa. La medida de la radiación directa es costosa y compleja, por lo que son pocas las estaciones meteorológicas que disponen de datos. Normalmente se emplean modelos que estiman la radiación directa a partir de otras variables meteorológicas o se puede extraer de los datos de satélites.

La realización de proyectos de solar termoeléctrica supone la realización de un trabajo previo detallado de medidas de las diferentes componentes de la radiación debido a la gran incidencia del recurso sobre la viabilidad del proyecto.

3.4.2.3. Aspectos Tecnológicos

La energía solar termoeléctrica se clasifica en sistemas de media temperatura y sistemas de alta temperatura. Las centrales de media temperatura, desarrolladas a nivel comercial y para las cuales se cuenta con experiencia real de funcionamiento, corresponden a centrales con colectores cilindro-parabólicos.

Los aprovechamientos de alta temperatura se realizan mediante centrales de torre y centrales de generadores discoparabólicos, y aunque están menos desarrollados que los cilindro-parabólicos, el grado de avance de la tecnología de torre permitiría realizar proyectos con el carácter de demostración.

Las centrales de torre y los colectores cilíndrico-parabólicos son más apropiados para proyectos de gran tamaño conectados a red, en el rango de 30 – 200 MW, mientras que los sistemas disco-parabólicos son modulares y pueden ser usados en aplicaciones individuales o en grandes proyectos.

A continuación se describen las principales características de las distintas tecnologías:

Centrales de Colectores Cilindroparabólicos (Media Temperatura)

Están formados por colectores de espejo que reflejan la radiación sobre un tubo situado en la línea focal, el cual contiene el absorbente y el fluido caloportador. El fluido es calentado hasta 400ºC, con relaciones de concentración solar entre 15 y 50, produciendo vapor sobrecalentado que alimenta una turbina convencional que genera electricidad. Es necesario disponer de sistema de seguimiento solar en un eje.

Las plantas de colectores cilíndrico-parabólicos son una tecnología probada, más madura y por tanto utilizable a corto plazo, que han estado esperando las condiciones adecuadas para desarrollarse.

En la actualidad, aunque no es un elemento que suponga una gran aportación tecnológica, solo existe una empresa fabricante de los reflectores.

Respecto al tubo absorbedor, al día de hoy solo existen dos empresas en el mundo que tienen experiencia y comercializan la tecnología. Varias empresas españolas han participado y poseen la tecnología obtenida a través del proyecto de Eurocolector o EuroTrough.

Figura 1. Instalación de colectores Cilindroparabólicos

Centrales de Torre (Alta Temperatura)

Formados por un campo de helióstatos que, mediante el seguimiento solar en dos ejes, reflejan la radiación sobre un intercambiador de calor situado en la parte superior de una torre central. Existen varias tecnologías posibles para el receptor, generándose electricidad mediante un ciclo de vapor.

Las centrales de torre requieren que se demuestre la operatividad y condiciones de mantenimiento de la tecnología, con especial incidencia en lo que se refiere a receptores.

Se han ensayado distintas tecnologías de receptores para diferentes fluidos de trabajo, con resultados dispares. Al día de hoy sólo parecen admisibles las soluciones más conservadoras tales cono el vapor sobrecalentado. Otro elemento muy importante que limita esta tecnología es el coste de los helióstatos.

Figura 2. Plataforma Solar Almería CESA-1

Generadores Solares Disco-Parabólicos (Alta Temperatura)

Consisten en un conjunto de espejos que forman una figura disco-parabólica que siguen al sol en dos ejes con gran precisión y en cuyo foco se dispone el receptor solar en el que se calienta el fluido. El fluido es calentado hasta 750 ºC y para generar electricidad, actualmente se consideran motores Stirling o turbinas Brayton.

Los sistemas disco-parabólico requieren el desarrollo industrial de los motores, actualmente sólo suministrado por ciertos talleres prácticamente artesanales. Según ciertas estimaciones el desarrollo industrial de esta tecnología supondría un abaratamiento muy relevante.

Comparativa de las diferentes tecnologías

Las centrales de torre y los colectores cilíndrico-parabólicos son más apropiados para proyectos de gran tamaño conectados a red, en el rango de 30 – 200 MW, mientras que los sistemas disco-parabólicos son modulares y pueden ser usados en aplicaciones individuales o en grandes proyectos.

Un reflejo del distinto grado de madurez tecnológica de las distintas tecnologías lo constituyen los actuales proyectos en desarrollo. Mientras que se pueden enumerar 12 proyectos con tecnología cilíndrico parabólica en distintas partes del mundo que totalizarían más de 500 MW de capacidad solar, los únicos proyectos de Torre son los que se planean en España.

Respecto a los sistemas de disco parabólico existen unidades en USA y España y hay un gran interés en el desarrollo de esta tecnología en China.

Para las tres tecnologías, un aspecto fundamental es el grado de incidencia que pueda tener sobre los costes de inversión el desarrollo industrial en la implantación de centrales termosolares. Quedan incertidumbres sobre cuando estas tecnologías podrán lograr la necesaria reducción y la disponibilidad de mejoras, pero las perspectivas son muy favorables.

Por otro lado no existen criterios claros respecto a aspectos básicos de las plantas tales como fluido de trabajo, sistema y capacidad de almacenamiento, ciclo termodinámico etc.

3.4.2.4. Aspectos Normativos

El RD 436/2004 fija un marco económico suficientemente favorable para el desarrollo de la energía solar termoeléctrica, aunque limita las condiciones de retribución estableciendo un máximo de 200 MW.

Adicionalmente, el *RD 2351/2004 de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico*, autoriza la utilización de gas para el mantenimiento de la temperatura para compensar la falta de irradiancia que pueda afectar a la entrega prevista. La generación a partir de gas podrá ser el 12 % si se vende a precio fijo y del 15% si se acude al mercado. Estas condiciones refuerzan la operatividad y viabilidad de los proyectos.

3.4.2.5. Aspectos medioambientales

La energía solar termoeléctrica forma parte del conjunto de energías renovables cuya principal aplicación es la producción de energía eléctrica, en ausencia de procesos de combustión y por tanto sin emisiones de gases que producen efecto invernadero.

La gran ventaja de la energía solar termoeléctrica es poder producir electricidad de la misma forma que las centrales convencionales, pero utilizando como energía primaria la radiación solar concentrada. Se trata de una tecnología que puede producir grandes cantidades de energía y contribuir de una manera significativa al abastecimiento energético, es decir avanzar en la satisfacción de las necesidades energéticas para el desarrollo del mundo sin destruirlo agotando sus reservas o cambiando el clima.

No existen impactos sobre el medio físico, ni sobre la calidad del aire, ni sobre los suelos; tampoco se provocan ruidos ni se afecta a la hidrología existente. Tampoco entraña ningún riesgo para la seguridad.

En términos generales se puede decir que las principales repercusiones son el impacto visual y la ocupación de terrenos, que en el caso de grandes instalaciones pueden ser de gran impacto. Esta ocupación de terrenos en algunos emplazamientos específicos podría tener incidencia sobre la flora y la fauna del emplazamiento, aunque el impacto no es superior al de cualquier planta convencional.

Respecto a la ocupación de terrenos también existen diferencias entre tecnologías. Mientras que en las centrales de colectores cilindroparabólicos la ocupación es de aproximadamente una hectárea por MW, para los proyectos de torre central este ratio se multiplica por 6-8.

Nuevas tecnologías como los colectores lineales de Fresnel podrían significar un gran avance en este sentido, ya que su configuración permitiría combinar usos como el empleo del suelo debajo de los colectores con fines agrícolas o constituir la estructura de un aparcamiento.

Por otro lado, desmontar una central termoeléctrica no entraña dificultades por lo que podríamos hablar de reversibilidad y la mayoría de los materiales que se utilizan en la en las plantas (acero, cristal, etc.) se pueden reciclar.

En el caso del impacto visual, las plantas de tecnología cilindro-parabólica la altura es inferior a 4 metros, lo que significa que a 100 m de distancia el impacto visual es nulo por ser el ángulo visual menor de 2,5º.

3.4.2.6. Aspectos económicos

Las tres tecnologías, por su baja rentabilidad, precisan elevadas primas para poder dar viabilidad a los proyectos.

Para las tres tecnologías, un aspecto fundamental es el grado de incidencia que pueda tener sobre los costes de inversión el desarrollo industrial en la implantación de centrales termosolares y en la fabricación a escala comercial de algunos de sus componentes específicos. Quedan incertidumbres sobre cuando estas tecnologías podrán lograr la necesaria reducción y la disponibilidad de mejoras, pero las perspectivas son muy favorables.

El coste de la electricidad solar térmica tiene un cierto margen de disminución por los efectos combinados de desarrollo de mercado, nuevas generaciones de tecnologías y disminución de los costes de operación y mantenimiento por efecto del aprendizaje. Un ejemplo de esta disminución de costes lo constituye ya la disminución de los costes de capital instalados de los sistemas SEGS en California.

La experiencia adquirida en Europa y en Estados Unidos con tecnologías de concentración permite dar datos de costes en la situación actual. Por tecnologías, las centrales de Torre requieren inversiones algo menores que las cilindro-parabólicas.

A continuación se presenta una distribución estimada de la inversión de las plantas cilíndrico-parabólicas con almacenamiento y de las centrales de torre.

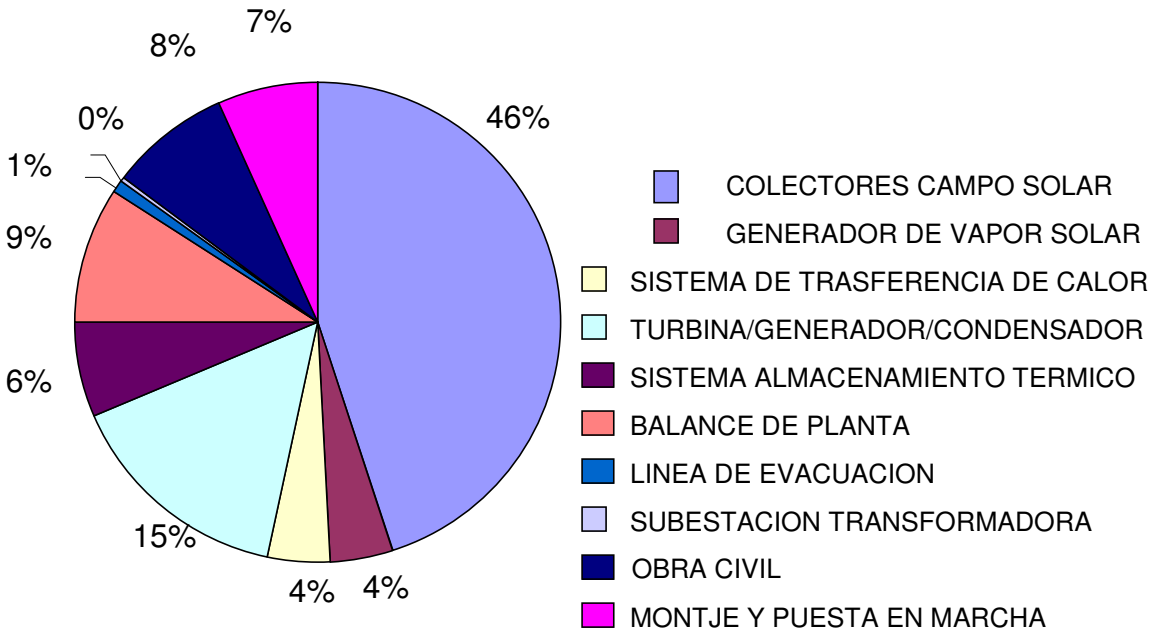


Figura 3. Desglose de costes en instalaciones cilindro-parabólicas

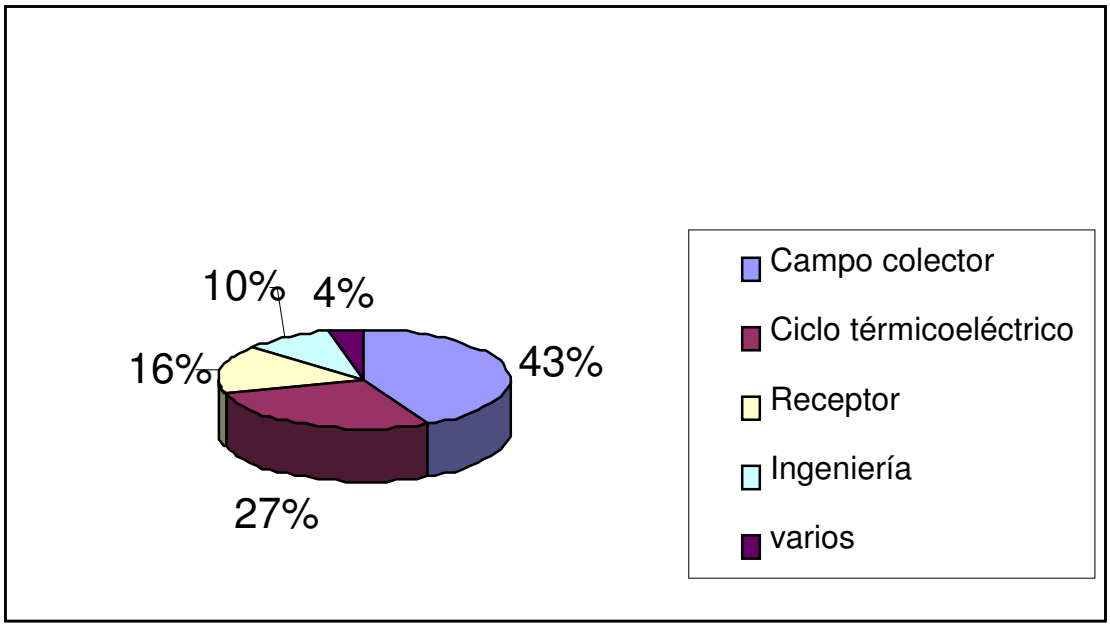


Figura 4. Desglose de costes en instalaciones de torre

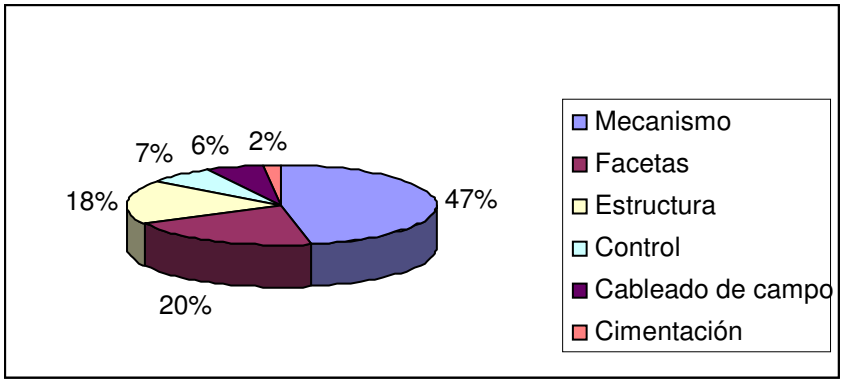


Figura 5. Desglose de costes de un heliostato de una central de torre

El estudio de los costes de generación se realiza para una inversión con el 100% de recursos propios, sin ayudas ni desgravaciones, considerando para los cinco casos una retribución de los recursos propios del 5%. El periodo de vida útil se considera de 25 años, al igual que el periodo de amortización.

Estos datos generales se recogen en la cabecera del siguiente cuadro, y a continuación se resumen los datos principales que sirven de base para calcular los costes de generación.

DATOS GENERALES	CENTRAL DE COLECTORES CILINDRO-PARABÓLICOS
Vida útil y periodo de amortización	25 años
Coste de oportunidad de recursos propios	5%
Recursos propios	100%
Incremento anual de gastos de Op. y Mant.	1% (IPC – 1%, considerando IPC = 2%)
Incremento anual del precio de la energía	1,4%
Decremento anual en el coste de inversión	Disminución en un 20% a lo largo del periodo

CASO TIPO	CENTRAL DE COLECTORES CILINDRO-PARABÓLICOS
Potencia nominal de la planta	50 MWp
Horas equivalentes de funcionamiento	2.596 horas/año
Inversión unitaria por kWp instalado (2005)	5.000 €/kW
Precio unitario de venta de energía (2005)	300% de TMR: 21,9912 c€/kWh
Gastos operación y mantenimiento (2005)	4,24 c€/kWh. 19,28% sobre precio de venta

FUENTE: Elaboración propia

TMR: Tarifa eléctrica Media de Referencia, definida en RD 1432/2002, de 27 de diciembre

TMR 2005: 7,3304 c€/kWh, establecida por RD 2392/2004, de 30 de diciembre

Figura 6. Caso tipo para el cálculo de los costes de generación

Se muestra el coste de generación en el área solar termoeléctrica, considerando para el cálculo el caso de una planta cilindro-parabólica.

En el primer caso se ha considerado como caso favorable 2.855 horas equivalentes de funcionamiento, y como caso desfavorable 2.336 horas equivalentes de funcionamiento. Con estas consideraciones se obtiene un margen de coste, para el año 2005 y para el año 2010.

Coste de generación área Solar termoeléctrica (c€/kWh)

AÑO	COSTE
2005	20,0 – 23,5
2010	17,1 – 19,9

Nota: *Se considera una planta cilindro-parabólica.*
Caso favorable: 2.855 horas equivalentes.
Caso desfavorable: 2.336 horas equivalentes.

Figura 7. Coste de generación para área termoeléctrica

3.4.2.7. Barreras

A falta de un cierto desarrollo comercial que sin duda llevará aparejado la aparición de nuevos obstáculos y sin entrar en las barreras que son comunes a las plantas de generación de esta escala, como la existencia de redes de evacuación etc., las principales dificultades que se identifican actualmente son

Barreras en el aprovechamiento del recurso solar para concentración

Salvo excepciones no existen datos de radiación directa disponibles.

Las plantas termoeléctricas aprovechan la radiación directa por lo que al no existir datos se parte de estimaciones para elegir los posibles emplazamientos, para posteriormente pasar por un periodo de medidas.

Barreras económicas

Necesidad de ayudas a la inversión para los primeros proyectos.

Los primeros proyectos que se están promoviendo están apoyados por la Unión Europea, el programa PROFIT del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y la Comunidad Autónoma donde se implantan.

Poca precisión en la valoración de los primeros proyectos, lo que conduce al encarecimiento de los mismos.

A la hora de valorar los proyectos existe incertidumbre sobre los posibles suministradores y sus precios. Al no existir desarrollo comercial la negociación de los precios con los suministradores puede dar como resultado grandes variaciones en los precios, ya que no existen precios de referencia a escala comercial.

Incertidumbre frente a las entidades que puedan ser fuentes de financiación.

Las entidades financieras no conocen esta tipología de proyectos al no existir ningún proyecto en Europa, por lo que la búsqueda de financiación es un problema importante debido al riesgo financiero de acometer la inversión con la garantía del propio proyecto.

Barreras tecnológicas

Las principales barreras que se detectan en este sector derivan de la falta de experiencia a nivel comercial. Esta falta de experiencia acarrea diferentes efectos, entre los que se pueden destacar:

Dudas respecto a aspectos técnicos básicos tales como el almacenamiento, fluido de trabajo, etcétera.

Existen determinados aspectos técnicos sobre los que no existe suficiente experiencia, lo que incrementa las dificultades tecnológicas de las primeras plantas de orientación comercial.

Falta de empresas especializadas dedicadas a la fabricación de componentes esenciales.

Existen muy pocas empresas capaces de fabricar los componentes esenciales de las plantas como son los tubos absorbedores y los espejos de los colectores cilíndrico parabólicos.

Ademas la capacidad de fabricación de los existentes es baja, lo que limita el suministro de proyectos que se ejecuten en el mismo periodo de tiempo.

Barreras normativas

Escasa reglamentación para este tipo de tecnología, lo que dificulta los trámites administrativos, como por ejemplo la obtención del punto de conexión.

La tramitación de estos proyectos es difícil y larga.

Limitación de las primas y tarifas actuales hasta que se alcancen 200 MW

El RD 436 establece el límite de 200 MW el cual supone una limitación del desarrollo del sector ya que existen proyectos en ejecución que totalizan 110 MW y en fase de tramitación de permisos 325 MW.

A continuación se relacionan brevemente las barreras detectadas en los distintos ámbitos de aplicación:

ÁMBITO DE APLICACIÓN	BARRERAS
Aprovechamiento del Recurso Solar:	Salvo excepciones no existen datos de radiación directa disponibles.
Aspectos económicos:	Necesidad de ayudas a la inversión para los primeros proyectos.
	Poca precisión en la valoración de los primeros proyectos, lo que conduce al encarecimiento de los mismos.
	Incertidumbre frente a las entidades que puedan ser fuentes de financiación
Aspectos normativos:	Escasa reglamentación para este tipo de tecnología, lo que dificulta los trámites administrativos.
	Limitación de las primas y tarifas actuales hasta que se alcancen 200 MW
Aspectos tecnológicos	Dudas respecto a aspectos técnicos básicos tales como el almacenamiento, fluido de trabajo, etcétera.
	Falta de empresas especializadas dedicadas a la fabricación de componentes esenciales

Figura 8. Barreras detectadas en área termoeléctrica

3.4.3. Medidas

Si los proyectos actualmente en ejecución (PS10 y Andasol) encuentran continuidad a través de un incremento del límite del marco legal hasta 500 MW, se estima que se alcanzaría la potencia sin ningún otro tipo de medida adicional.

Se estima que para ese volumen fijado mediante la modificación del RD 436/2004, si el mercado a nivel mundial experimenta el crecimiento esperado, se producirá la entrada de nuevos fabricantes de los componentes específicos, es decir espejos y quizás tubos absorbedores.

En este escenario se comenzarían a utilizar tecnologías de tubos de generación directa de vapor y a optimizarse el diseño del resto de los componentes solares. Se comenzaría a apreciar una cierta disminución de los costes.

Las medidas para alcanzar este objetivo de los 500 MW de potencia nominal en centrales termoeléctricas son básicamente:

- Promover medidas de radiación solar directa.
- Mantenimiento de las condiciones del R.D. 436/2004, incrementando el límite del marco legal hasta 500 MW, y del R.D. 2351/04.
- Promover legislación especifica para el área
- Aplicación de apoyos públicos a la inversión por valor de 6,2 millones de € aplicados a los proyectos actualmente en ejecución (PS10 y Andasol) .
- Apoyo a la realización de proyectos de demostración.
- Promover la creación de industria de componentes para el sector.

El siguiente cuadro resume las medidas planteadas asociadas a las barreras que pretenden eliminar:

BARRERAS	MEDIDAS	RESPONSABLE	COSTE	CALENDARIO
Salvo excepciones no existen datos de radiación directa disponibles	Promover medidas de radiación solar directa	Instituto Nacional de Meteorología	Pendiente de Evaluación	2006-2007
Necesidad de ayudas a la inversión para los primeros proyectos	Aplicación de apoyos públicos a los primeros proyectos..	UE, CCAA,	6,2 M€	2005-2010
Poca precisión en la valoración de los primeros proyectos, lo que conduce al encarecimiento de los mismos.	Apoyo a la realización de proyectos de demostración	IDAE, CIEMAT	Pendiente de Evaluación	2005-2010

Figura 9. Medidas correctoras para las barreras detectadas

BARRERAS	MEDIDAS	RESPONSABLE	COSTE	CALENDARIO
Incertidumbre frente a las entidades que puedan ser fuentes de financiación.	Apoyo a la realización de proyectos de demostración.	IDAE, CIEMAT	Pendiente de Evaluación	2005-2010
Escasa reglamentación para este tipo de tecnología, lo que dificulta los trámites administrativos.	Promover legislación especifica para el área.	IDAE	SIN COSTE	2005-2010
Limitación de las primas y tarifas actuales hasta que se alcancen 200 MW.	Mantenimiento de las condiciones del R.D. 436/2004, incrementando el límite del marco legal hasta 500 MW, y del R.D. 2351/04.	MITYC	559,5 M€	2005-2010
Dudas respecto a aspectos técnicos básicos tales como el almacenamiento, fluido de trabajo, etcétera.	Apoyo a la realización de proyectos de demostración.	IDAE, CIEMAT	Pendiente de Evaluación	2005-2010
Falta de empresas especializadas dedicadas a la fabricación de componentes esenciales.	Apoyo a la realización de proyectos de demostración.	IDAE, CIEMAT	Pendiente de Evaluación	2005-2010
	Promover la creación de industria de componentes para el sector.	MITYC, CIEMAT	Pendiente de Evaluación	2005-2010

Figura 9 (Continuación). Medidas correctoras para las barreras detectadas

3.4.4. Objetivos 2010

Existen perspectivas e iniciativas suficientes, por parte de empresas de reconocida capacidad, para llegar a instalar 500 MW. Las razones que fundamentan esta propuesta son:

- Existencia de recursos solares en España muy favorables para el desarrollo de de esta tecnología.
- Existencia de conocimientos y experiencias previas que configuran a España como líder en estas tecnologías, hasta el grado de desarrollo existente actualmente.
- De cara al futuro, elevado interés de promotores por llevar a cabo proyectos comerciales y capaces de liderar también esta tecnología en el ámbito de industrial y comercial.

Por otro lado, el R.D 436/2004, con sus primas, ha estimulado nuevos proyectos. Actualmente y contabilizando los proyectos existentes que se encuentran en diferentes grados de ejecución, en el desarrollo de la promoción o al inicio de la fase de medición, se puede precisar que en global se están promoviendo proyectos por una potencia de alrededor de 500 MW.

3.4.4.1. Potencia y datos energéticos

La modificación de objetivos respecto al Plan de Fomento realizada por algunas comunidades autónomas ha ampliado a 405 MW la previsión de la potencia a instalar para el año 2010. Esta ampliación se debe a la modificación en Andalucía y en Murcia introducida por sus Planes Energéticos.

La previsión de objetivos considerando los planes de las Comunidades Autónomas se muestra en la tabla de la figura 10.

COMUNIDAD AUTÓNOMA	POTENCIA (MW)	AÑO	DOCUMENTO SOPORTE
ANDALUCÍA	230	2010	PLEAN
ARAGÓN			
ASTURIAS			
BALEARES			
CANARIAS	25	2010	PLAFER
CANTABRIA			
CASTILLA Y LEÓN			
CASTILLA - LA MANCHA	50	2010	PLAFER
CATALUÑA			
EXTREMADURA	25	2010	PLAFER
GALICIA			
MADRID	25	2010	PLAFER
MURCIA	50	2012	Objetivos de Planificación Energética
NAVARRA			
LA RIOJA			
COMUNIDAD VALENCIANA			
PAÍS VASCO			
TOTAL (MW)	**405**		

Figura 10. Objetivos termoeléctricos de las Comunidades Autónomas

Se observa cómo la distribución prevista de las plantas de energía solar termoeléctrica se sitúa en las zonas con más radiación directa de España, parámetro que limita el aprovechamiento del recurso solar, según la tecnología actual disponible.

Por otro lado, en todas las CCAA que aparecen con objetivo en el cuadro, existen iniciativas realizadas por diferentes promotores.

Teniendo en cuenta la promoción de estos proyectos en las diferentes regiones de España, se plantea, a modo indicativo, una distribución por Comunidades Autónomas del objetivo global previsto en la figura 11.

COMUNIDAD AUTÓNOMA	POTENCIA (MW)
ANDALUCÍA	300
ARAGÓN	
ASTURIAS	
BALEARES	
CANARIAS	
CANTABRIA	
CASTILLA Y LEÓN	50
CASTILLA - LA MANCHA	50
CATALUÑA	
EXTREMADURA	50
GALICIA	
MADRID	
MURCIA	50
NAVARRA	
LA RIOJA	
COMUNIDAD VALENCIANA	
PAÍS VASCO	
TOTAL	**500 MW**

FUENTE: IDAE

Figura 11. Solar termoeléctrica. Objetivos 2010

Con la consecución de estos objetivos y el desarrollo industrial que llevará aparejado, España se convertirá en líder en esta tecnología, además de en el campo de la investigación, como lo es en el momento actual, en el de las realizaciones de plantas comerciales.

La evolución anual prevista de la potencia nueva a instalar dentro del periodo 2005-2010 es la siguiente:

AÑO	2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL 2005-2010
POTENCIA ANUAL (MW)	0	10	40	150	150	150	500

Figura 12. Evolución anual prevista de potencia instalada

Este crecimiento de la potencia termoeléctrica en el periodo considerado solo es posible si se produce rápidamente el cambio legislativo necesario para eliminar la limitación a 200 MW para obtener las primas consideradas actualmente.

A este respecto hay que considerar que se trata de proyectos grandes, en muchas ocasiones en torno a 50 MW, que tienen un plazo de ejecución de al menos 18 meses y que previamente han tenido que obtener todos los permisos.

La siguiente tabla refleja los resultados energéticos previstos en lo relativo producción con plantas termoeléctricas:

AÑO	2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL 2005-2010
PRODUCCION (MWh)	0	25.960	129.800	519.200	908.600	1.298.000	2.881.560

Figura 13. Evolución anual prevista de producción eléctrica (MWh)

Como puede observarse con el objetivo previsto de 500 MW se producirían 1.298 GWh en el año 2010 y 2.882 GWh en el periodo 2005-2010.

3.4.4.2. Emisiones evitadas y generación de empleo

La siguiente tabla muestra las emisiones evitadas de CO_2 únicamente en el año 2010, debido al incremento de potencia DE 500 MW previsto, y tomando como referencia una Central de Ciclo Combinado con Gas Natural para generación eléctrica, con un rendimiento de central del 54 %, que emitiría 372 tCO_2 por GWh producido:

	AREA SOLAR TERMOELÉCTRICA
EMISIONES CO_2 EVITADAS (tCO_2)	482.856
GENERACIÓN DE EMPLEO (Hombres-año)	23.199 (*)

(*)Fuente: ESTIA y datos propios.

Figura 14. Emisiones evitadas y generación de empleo en 2010

En la misma tabla se indica la generación de empleo estimada a finales de 2010 para dicho incremento de potencia solar termoeléctrica. Para ello se ha utilizado el ratio de 44,4 empleos equivalentes (empleos directos generados a tiempo completo, 1800 h anuales y 35 h semanales) creados por MW de potencia instalada, más 2 empleos equivalentes por MW en las fases de operación y mantenimiento.

3.4.4.3. Inversiones Asociadas

Se ha considerado un precio medio de las plantas de 5000 € /kW instalado hasta el año 2007 bajando posteriormente hasta 4000 €/kW instalado en el año 2010.

En este precio medio se considera que la mayoría de las plantas que se ejecuten serán cilíndrico-parabólicas con la tecnología más probada, es decir utilizando aceite como fluido de transferencia.

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL 2005-2010
INVERSION ANUAL (k€)	0	50.000	200.000	675.000	637500	600.000	2.162.500

Figura 15. Inversiones anuales en el periodo 2005-2010 (Miles de euros)

3.4.4.4. Ayudas Públicas

El apoyo público se refiere por una parte a las ayudas a la inversión unicamente considerada para los primeros proyectos y por otra a las primas establecidas dentro del marco establecido para el régimen especial por el Real Decreto 436/2004.

Con estas consideraciones, la tabla de resultados sería la que a continuación se expone:

		2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL 2005-2010
APOYO PÚBLICO A LA EXPLOTACIÓN	(k€)	0	4.824	24458	99202	176033	254997	559.514
APOYO PÚBLICO A LA INVERSION	(k€)	0	1.200	0	5.000	0	0	6.200

Figura 16. Apoyo público en el periodo 2005-2010 (Miles de euros)

3.4.5. Sector industrial

Durante las últimas décadas, en España se viene realizando un notable esfuerzo en proyectos de innovación, llevados a cabo por empresas y por entidades de investigación, y que han tenido como elemento más relevante la Plataforma Solar de Almería.

Esta situación posiciona a España en las mejores condiciones para afrontar nuevos objetivos en el campo de la propia innovación y mantener una posición ventajosa en cuanto a nuestra competitividad internacional en esta tecnología

La Plataforma Solar de Almería (PSA), perteneciente al Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT), es el mayor centro de investigación, desarrollo y ensayos de Europa dedicado a las tecnologías solares de concentración. La PSA desarrolla sus actividades integrada como una línea de I+D dentro de la estructura del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT.

La PSA tiene instalaciones y trabaja en proyectos de energía solar de alta y media temperatura.

Respecto a alta temperatura y tecnología de receptor central los principales proyectos son:

La instalación CESA-I de 7 MWt

El proyecto CESA-I fue promovido por el Ministerio de Industria y Energía de España e inaugurado en mayo de 1983 para demostrar la viabilidad de las plantas solares de receptor central y para permitir el desarrollo de la tecnología necesaria. En la actualidad CESA-I opera, con un alto como una instalación de ensayo de componentes y subsistemas como helióstatos, receptores solares, sistemas de almacenamiento térmico y control. También es utilizada para otras aplicaciones que requieran altas concentraciones fotónicas sobre superficies relativamente grandes, como es el caso de procesos químicos de reformado de metano, tratamiento superficial de materiales o experimentos astrofísicos.

La instalación capta la radiación solar directa por medio de un campo de 300 helióstatos y la torre es de hormigón y tiene una altura de 80 m.

La instalación dispone de una turbina de ciclo Rankine de doble etapa y de 1,2 MW diseñada para operar a 520ºC y 100 bar de presión del vapor sobrecalentado.

La instalación SSPS-CRS de 2,7 MWt

La planta SSPS-CRS fue inaugurada como parte del proyecto SSPS (Small Solar Power Systems) de la Agencia Internacional de la Energía en septiembre de 1981. Al principio era una planta de demostración para producción de electricidad y utilizaba un receptor refrigerado por sodio líquido que era además utilizado como medio de almacenamiento térmico. Actualmente, es una instalación de ensayos dedicada fundamentalmente al ensayo de pequeños receptores solares en el rango de 200-350 kW de potencia térmica.

El campo de helióstatos está formado por 91 unidades de primera generación de 39,3 m2 de superficie cada una. Existe un segundo campo con 20 helióstatos de 52 m2 y 65 m2 en la zona norte controlado por radio que puede también ser utilizado como apoyo. La torre de 43 m de altura es metálica y dispone de dos plataformas de ensayo.

Respecto a media temperatura y tecnología de colectores cilíndrico parabólicos los principales proyectos son:

La PSA cuenta tiene varias instalaciones de colectores solares cilindroparabólicos. Algunas de ellas, como es el caso de la instalación SSPS-DCS, fueron sistemas pioneros en Europa, mientras que otras instalaciones más modernas, como es el caso del lazo DISS, son únicas en el mundo y colocan a la PSA en una posición privilegiada para la investigación y el desarrollo de nuevas aplicaciones para los colectores cilindroparabólicos.

El Lazo de ensayo DISS

Esta instalación fue puesta en funcionamiento en el año 1998, con el fin de llevar acabo experimentos relacionados con la generación directa de vapor a alta presión y temperatura (100 bar/400ºC) en los tubos absorbentes de colectores cilindroparabólicos.

El lazo DISS es la única instalación existente actualmente en el mundo para el estudio bajo condiciones solares reales de todos aquellos procesos en los que se genere un flujo bifásico (agua/vapor) en colectores cilindroparabólicos. Resulta muy apropiada no solo para el estudio y desarrollo de esquemas de control para campos solares que funcionan con generación directa de vapor, sino también para el estudio y optimización de los procedimientos de operación que deben implementarse en este tipo de campos solares.

El lazo DISS consta de dos subsistemas: el Campo Solar con colectores cilindroparabólicos, y el Sistema de Potencia.

El lazo de ensayo LS-3 (HTF)

El lazo de ensayo LS-3, también llamado lazo de ensayo HTF, fue instalado en el año 1997 y constituye una instalación idónea para evaluar, en condiciones reales de operación con energía solar, componentes para colectores cilindroparabólicos. Espejos, tubos absorbentes, sistemas de seguimiento solar, etc., pueden ser instalados y evaluados en este sistema, que cuenta con los dispositivos de medida y monitorización adecuados para ello.

La Instalación consta de un circuito de aceite térmico conectado, en lazo cerrado, a un colector solar formado por 4 módulos cilindroparabólicos del tipo LS-3

De los diversos elementos de los cuales se compone una instalación solar cilindroparabólica, aquellos asociados a procesos de fabricación industrial que presentan un carácter más

específico son los reflectores y los tubos absorbedores. Entre ambos la participación en el coste total de inversión de un proyecto puede estar en torno al 15%. En el caso de los reflectores la capacidad que a nivel internacional existe es muy limitada y en el de tubos absorbedores existen fabricantes cuyos procesos de fabricación son comunes con otros productos solares. En ninguno de los dos casos existe actualmente producción en España.

Entre las empresas que han participado directamente en los proyectos llevados a cabo en la plataforma solar de Almería destacan la disposición y la capacidad industrial de las empresa del grupo Abengoa y de Iberdrola. En ambos casos se perfilan como agentes relevantes no solo desde la perspectiva inversora, sino también desde la tecnológica e industrial, que a través de los proyectos que se han indicado y de iniciativas de tipo industrial para la fabricación de determinados componentes, pueden favorecer una posición de desarrollo con elevado valor añadido propio, en los proyectos que tienen intención de acometer. Por consiguiente es esperable que el favorable marco retributivo se vea asociado al surgimiento de actividad industrial específica propia.

3.4.6. Líneas de innovación tecnológica

Como se ha indicado, durante las últimas décadas, en España se viene realizando un notable esfuerzo en proyectos de innovación, llevados a cabo por empresas y por entidades de investigación, y que han tenido como elemento más relevante la Plataforma Solar de Almeria. Esta situación también posiciona a España en las mejores condiciones para afrontar nuevos objetivos en el campo de la propia innovación y mantener una posición ventajosa en cuanto a nuestra competitividad internacional en esta tecnología.

Aunque cualquiera de los proyectos de solar termoeléctrica es al día de hoy innovador, ya que ninguna de las posibilidades básicas esta demostrada técnicamente, a continuación se recogen algunas de las parcelas de innovación posibles para las diferentes tecnologías, ilustrándolas con trabajos que se han realizado en los últimos años.

CONCENTRADORES CILÍNDRICO PARABÓLICOS

Diseño estructural

Una nueva generación de colectores cilindroparabólicos podría ser el resultado de un proyecto desarrollado desde 1998 en la Plataforma solar de Almería por un consorcio de empresas. El nuevo colector conocido como Eurocolector o Euro Trough mejora el diseño de los colectores utilizados en las plantas de California con el diseño de una nueva estructura del canal que aumenta la precisión óptica y por consiguiente el rendimiento. De este nuevo colector se han construido dos prototipos de 100m y 150 m respectivamente en la Plataforma Solar de Almería (PSA) y desde abril del 2003 esta operativo comercialmente una instalación con los dos tipos de prototipos en la Central SEGS V en California.

En otros países, como EEUU, se están realizando nuevos diseños.

Fluido de transferencia de calor

Las centrales comerciales de California usan aceite sintético como fluido de transferencia de calor. En la PSA se están llevando a cabo proyectos (DISS e INDITEP) con el objetivo de generar vapor directamente en los tubos de absorción. Esto supone eliminar la necesidad de una transferencia de calor intermedia por lo que se aumenta la eficiencia y se disminuyen los costes. En cualquier caso, la fabricación de los tubos de absorción suponen uno de los grandes retos tecnológicos para la industria nacional.

Las posibilidades de mejoras que incidan en una reducción de costes son amplias por lo que la unión de mejoras tecnológicas y reducción de costes derivados de una implantación comercial significativa pueden mantener en primera línea comercial esta tecnología.

REFLECTORES LINEALES DE FRESNEL

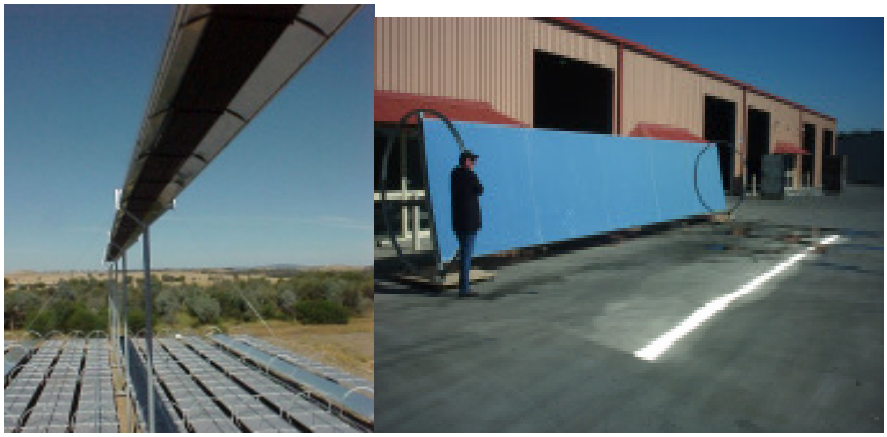


Figura 15. Reflectores lineales de Fresnel

Los colectores compactos lineales de Fresnel (Compact Linear Fresnel Reflector CLFR) constituyen una realidad desde que el primer proyecto comercial ejecutado por la empresa Solar Heat and Power ha comenzado a producir energía el pasado junio en su primera fase.

La empresa Macquarie Generation en Australia contrató a Solar Heat and Power la construcción de la fase 1 de un concentrador CLFR de 40 MW que se conectará a la planta Liddell Power Station de 2000 MW.

El proyecto Liddell es el mayor concentrador solar que se construye desde las plantas SEGS en California a finales de los 80 y el primero a escala real de la tecnología de compactos lineales de Fresnel. El proyecto comenzó su ejecución en julio del 2003 y se espera que se termine en el 2005.

En base a esta experiencia se está desarrollando un diseño para trabajar independiente con su propia turbina de 240 MW de capacidad.

Esta tecnología se plantea como una alternativa a los colectores cilindroparabólicos por tener menores costes de inversión, operación y mantenimiento.

Las ventajas de esta tecnología son:

- Bajos costes de la estructura.
- Uso del cristal convencional.
- Juntas de fluido fijas
- Separación entre el reflector y el receptor.
- Bajos costes de construcción y ensamblaje.

CENTRALES DE TORRE

La viabilidad comercial de la tecnología de torre central aun está por demostrar. Desde hace mas de 20 años se esta probando su viabilidad técnica con proyectos de investigación y plantas piloto tanto en EEUU como en España.

Los últimos proyectos encaminados a probar la viabilidad técnica de determinados aspectos son los siguientes:

-introducción de la energía solar en la turbina de gas de sistemas de ciclo combinado (proyecto SOLGATE –Plataforma Solar de Almería)

-diversos medios de transferencia de calor del receptor central (aire, agua/vapor, sodio liquido y sales fundidas (plantas piloto Solar One (1982-88 con vapor como medio de transferencia de calor y Solar Two (1997-1999 receptor con sal fundida y dos tanques de almacenamiento de sales fundidas).

Además, y dado que los helióstatos suponen más del 50% de la inversión, su optimización económica es objeto de diversos proyectos en EEUU, Alemania y España.

Pero la verdadera necesidad del sector es la realización de las primeras plantas comerciales, de carácter demostrativo, lo cual parece que va a ser una realidad si se ejecutan los proyectos Solar Tres (15 MW – sales) y PS10 (11MW vapor) ambos en Andalucía y con importantes subvenciones.

CONCENTRADORES DISCO PARABÓLICOS

Los concentradores disco parabólicos son los sistemas que se encuentran en una etapa más alejada de la comercialización, aunque teóricamente consiguen la mayores rendimientos y pueden ser más versátiles en su utilización por su modularidad.

Aunque existe experiencia en la operación con éxito de prototipos en distintas partes del mundo entre las que se encuentran las unidades de la PSA, aun no se ha dado el paso de las primeras plantas de demostración, para lo cual habría que superar la barrera de los altos costes actuales.

En este sentido el nuevo desarrollo EuroDisco apoyado por la Unión Europea podría significar un avance en esta tecnología. Este proyecto tiene el objetivo de reducir significativamente los costes mediante la fabricación de un importante número de unidades.

Sector Solar Fotovoltaico

CAPÍTULO 3.5

PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA 2005-2010

3.5. Sector Solar Fotovoltaico

La producción de energía eléctrica directamente mediante el efecto fotovoltaico presenta al día de hoy indudables ventajas energéticas, industriales, medioambientales, sociales, etc. Entre ellas, la implantación de la energía solar fotovoltaica tan amplia como sea posible contribuirá a impulsar un futuro desarrollo tecnológico, que lleve a este procedimiento de generación eléctrica a términos cada vez más competitivos frente a otros procedimientos de generación.

En la primera parte de este apartado se describe la situación de la energía solar fotovoltaica en Europa, observándose como Alemania en un plazo muy corto de tiempo ha desarrollado un mercado fotovoltaico esencialmente distinto del resto de los países de la UE, y solamente comparable al japonés.

En la segunda parte se analiza el sector desde el punto de vista tecnológico, medioambiental y económico, comenzando con un breve análisis de los recursos solares. Entre los aspectos tecnológicos se analizan las disponibilidades existentes y su previsible evolución, tanto en lo que son los módulos fotovoltaicos como los tipos de instalaciones. Entre los aspectos medioambientales se enumeran los impactos tanto en la fase de producción como en la de aplicación, que son muy reducidos, existiendo solo un leve impacto visual.

En lo que se refiere a los aspectos económicos, se calculan los costes de generación, en base a las mismas hipótesis que en el capítulo 4 llevarán a una propuesta para alcanzar el umbral de rentabilidad según diferentes escalones de potencia, modulando de esta forma el precio de venta.

En el tercer apartado se analizan las nuevas acciones necesarias para continuar avanzando, entre las que destacan modulación de primas, acciones de difusión, formación y de carácter normativo.

Por último se resumen los nuevos objetivos a 2010, estableciéndose una cifra de 400 MW, así como su distribución indicativa por comunidades autónomas. En 2004 la potencia total instalada de energía solar fotovoltaica en España, según los datos disponibles, ha superado la cifra de 37 MWp, presentando un incremento cercano al 55% respecto a la potencia instalada en el año 2003. Que este ritmo de crecimiento se incremente en el periodo 2005-2010, y no solo se mantenga, dependerá de las medidas que se adopten hoy para derribar las barreras existentes y crear un entorno favorable a su desarrollo.

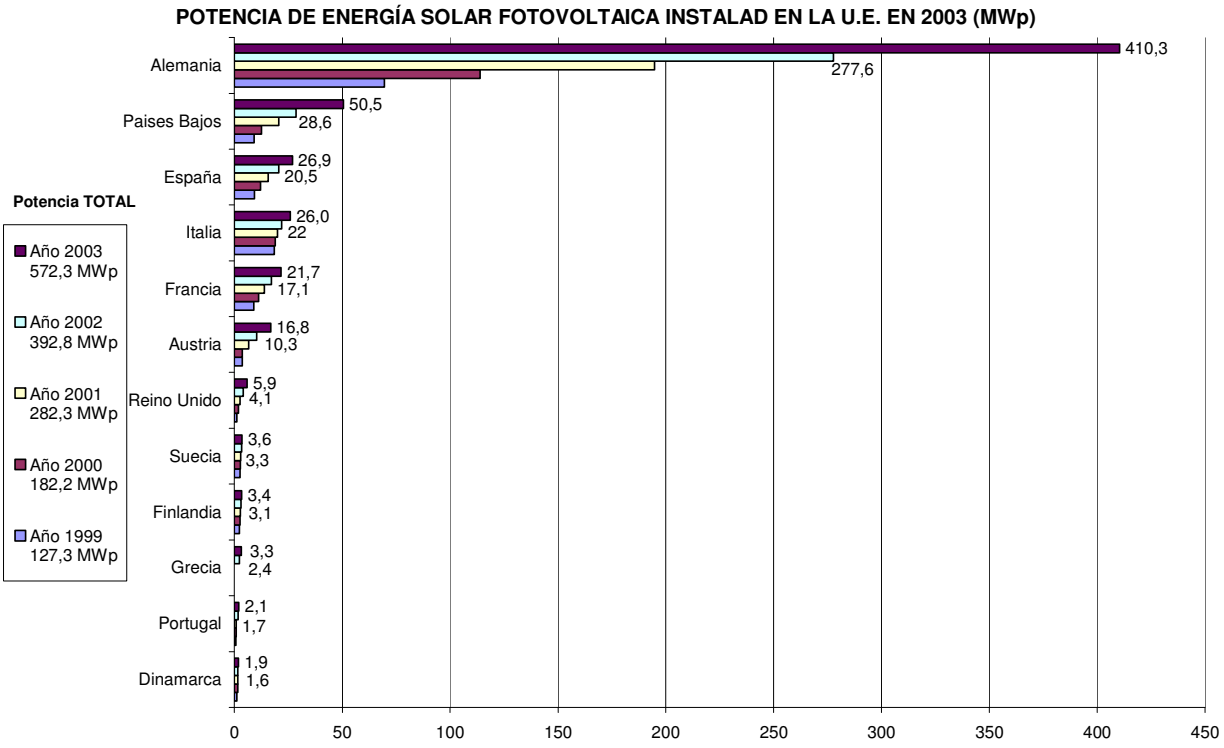
Adicionalmente se describe la favorable posición del sector industrial en España, y se enumeran las posibles líneas de innovación tecnológica.

Como conclusión cabe decir que la energía solar fotovoltaica en España se encuentra, al día de hoy, en muy buenas condiciones para comenzar un fuerte desarrollo. El marco administrativo, el sector empresarial, el grado de conocimiento e interés de los inversores potenciales y las nuevas medidas previstas, permiten plantear un fuerte incremento del objetivo al horizonte al 2010, que coloque a España entre los países lideres en energía solar fotovoltaica en todos sus aspectos.

3.5.1. Situación en la Unión Europea

El objetivo general del libro blanco de las Energías Renovables en la Unión Europea es conseguir una aportación de las fuentes de energía renovables en un porcentaje del 12% de la energía primaria demandada en la Unión Europea en el año 2010. El objetivo para la energía solar fotovoltaica es alcanzar 3.000 MW en el año 2010. Esto significa multiplicar por 100 la potencia fotovoltaica instalada en 1995.Se lanza la propuesta en la campaña de despegue, en la que como acción clave se propone que se instalen 1.000.000 de sistemas fotovoltaicos.

La potencia instalada en la Unión Europea se ha multiplicado por 4,5 en el periodo 1999-2003, pasando de 127 MWp a 573 MWp en el año 2003, según se muestra en la figura 1.



FUENTE: EurObserv'ER 2004 y datos propios IDAE

Figura 1. Potencia instalada por países en la U.E. Datos en MWp

Este cambio de dimensión del mercado tiene como protagonista indiscutible a Alemania, cuya potencia instalada en 2003 (410 MWp) supone más del 70% del total y cuyo mercado es sin duda el más activo. El tamaño del Mercado alemán se ha multiplicado por 10, pasando de 12 MWp anuales en 1999 a 130 MWp y 20.000 nuevos sistemas instalados en el 2003. Además de Alemania destacan Países Bajos, España e Italia, aunque en todos los casos con potencias totales inferiores a 50 MW.

El mercado fotovoltaico español es en estos momentos uno de los mercados mas interesantes de la Unión Europea. Las principales barreras que limitaban el desarrollo de las aplicaciones fotovoltaicas conectadas a red en España están siendo eliminadas paso a paso, lo que se traduce en un crecimiento continuado que en estos momentos puede suponer un cambio de escala en la dimensión del mercado.

Actualmente se dan unas condiciones favorables para que se produzca este fuerte crecimiento (un marco legislativo adecuado, tarifas que hacen atractiva la inversión, financiación fácil de los proyectos, ayudas a fondo perdido e incentivos fiscales) aunque se deberán ir adaptando según la evolución del mercado tanto particular como global.

Como complemento a lo reflejado en la figura 1, en el año 2004 las estimaciones ofrecen una cifra de 10 MW instalados, con un crecimiento de la potencia instalada en el año del 55% respecto a la instalada en 2003, y un crecimiento de la potencia total del 36%. En 2004 se dispone de 37 MWp instalados de los cuales aproximadamente el 65% de esta potencia instalada corresponde a instalaciones conectadas a red siendo la media europea del 86%.

Finalmente, considerando los objetivos del Libro Blanco, en la actualidad es bastante difícil pronosticar al horizonte del 2010, existiendo bastante incertidumbre sobre la probabilidad de que se lleguen a alcanzar los 3.000 MW instalados de objetivo.

3.5.2. Análisis del Área Solar Fotovoltaica

3.5.2.1. Situación actual

Las previsiones que se realizaron en el Plan de Fomento para el área solar fotovoltaica, además del potencial disponible en España, tuvieron en cuenta los antecedentes tanto técnicos como de implicación de las distintas comunidades autónomas en la promoción del área, así como las tendencias futuras de las distintas aplicaciones.

Partiendo de estos supuestos, se estimó que el incremento de la potencia a instalar hasta el año 2010 podría alcanzar un total de 135 MWp entre instalaciones aisladas (20 MWp) e instalaciones conectadas a red (115 MWp).

En la figura 2 se recoge una previsión por Comunidades Autónomas de la distribución de estos objetivos y el grado de avance alcanzado hasta final del 2004.

Andalucía (18,5 MWp), Cataluña (16,5 MWp), Madrid (13,4 MWp), Castilla y León (12,2 MWp) y Comunidad Valenciana (10,9 MWp) son las comunidades que tienen unos objetivos mas altos, superando en todos los casos los 10 MWp.

COMUNIDAD AUTÓNOMA	SITUACIÓN AÑO 2004 (MWp)	OBJETIVO PLAFER 2010 (MWp)
ANDALUCÍA	7,860	18,513
ARAGÓN	0,673	7,037
ASTURIAS	0,340	3,898
BALEARES	1,327	7,541
CANARIAS	1,196	7,567
CANTABRIA	0,068	3,877
CASTILLA Y LEÓN	2,729	12,160
CASTILLA - LA MANCHA	1,778	6,569

FUENTE: Datos propios IDAE

Figura 2. Previsión del Plan de Fomento 1999 por Comunidades Autónomas

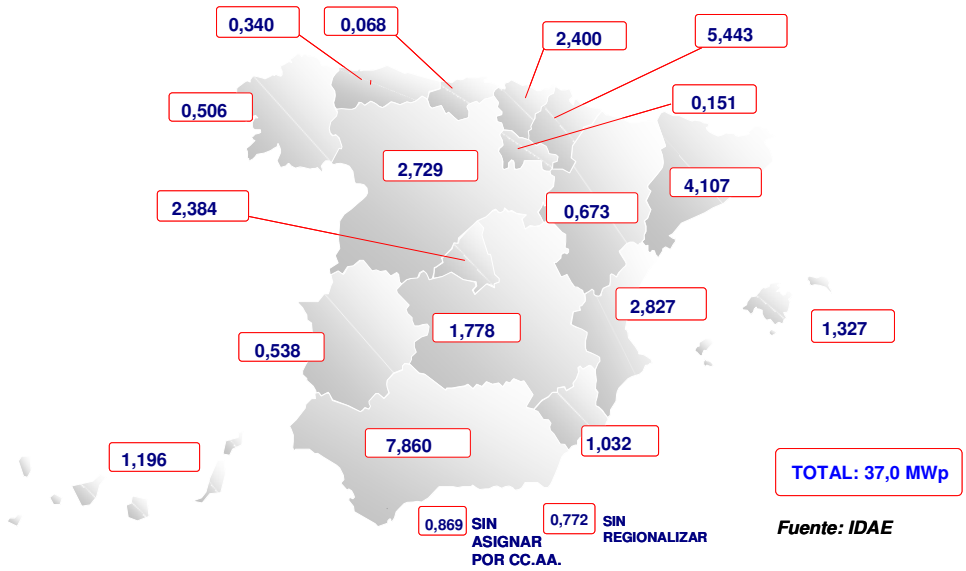
COMUNIDAD AUTÓNOMA	SITUACIÓN AÑO 2004 (MWp)	OBJETIVO PLAFER 2010 (MWp)
CATALUÑA	4,107	16,500
EXTREMADURA	0,538	6,470
GALICIA	0,506	6,303
MADRID	2,384	13,390
MURCIA	1,032	4,320
NAVARRA	5,443	7,820
LA RIOJA	0,151	3,857
COMUNIDAD VALENCIANA	2,827	10,918
PAÍS VASCO	2,400	6,193
NO REGIONALIZABLE	0,772	0,772
TOTAL	**37,000**	**143,7**

FUENTE: Datos propios IDAE. No regionalizados: 0,869 MW

Figura 2 (Continuación). Previsión del Plan de Fomento 1999 por Comunidades Autónomas

A finales del 2004, la mayoría de las Comunidades Autónomas tienen un cumplimiento bajo de sus objetivos, con excepción de Navarra que supera el 70%. En valores absolutos, Andalucía es la comunidad autónomas que mas potencia ha instalado con 7,9 MWp, seguida de Navarra con 5,4 MWp y Cataluña con 4,1 MWp.

En la figura 3 se puede ver la distribución por Comunidades Autónomas de la potencia total instalada a 2004.



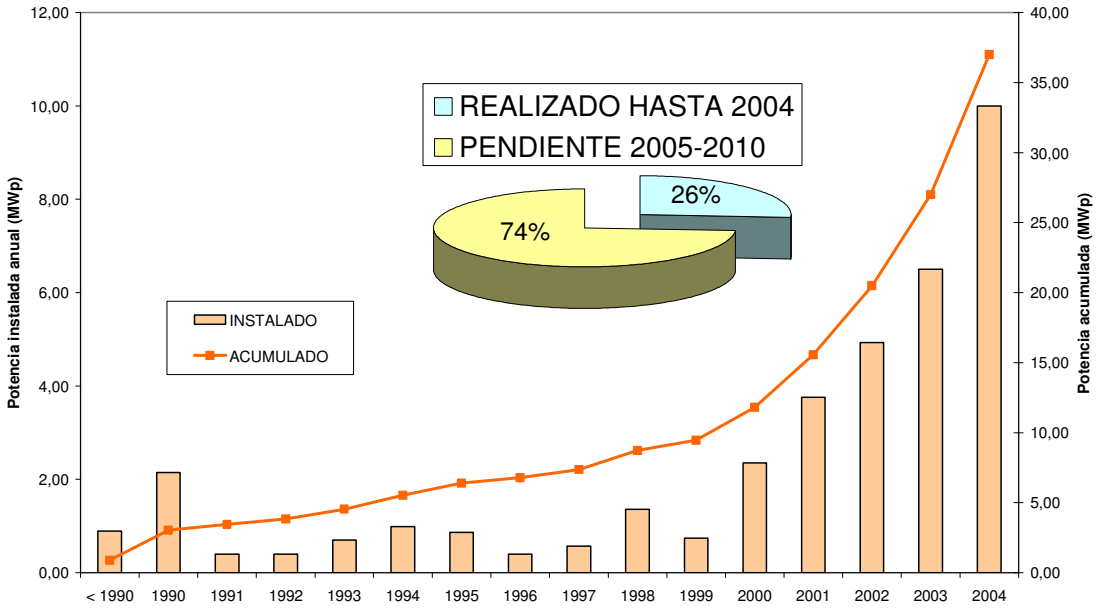
FUENTE: Datos propios IDAE

Figura 3. Distribución de la potencia instalada por CC.AA. Datos en MWp

En la figura 4 se representa la evolución histórica en el periodo 1990-2003 de la potencia instalada anual.

A partir del año 1999 se produce un salto cuantitativo muy importante en la potencia instalada anualmente, coincidiendo con el inicio de la introducción en el mercado de las aplicaciones conectadas a red.

En el gráfico de sectores se muestra la potencia total instalada hasta 2004, de energía solar fotovoltaica, respecto al objetivo de 143,8 MWp establecidos para 2010 en el Plan de Fomento de las Energías Renovables de 1999.



FUENTE: Datos propios IDAE

Figura 4. Evolución histórica de la potencia fotovoltaica total instalada en España

En 2004 la potencia total instalada estimada es de 37 MWp, de los cuales 13,5 MWp corresponden a instalaciones aisladas a la red y 23,5 MWp a instalaciones conectadas a la red eléctrica.

Para instalaciones aisladas de la red el mercado se encuentra estabilizado entre 1 MWp y 1,5 MWp al año, por lo que aunque se ejecuten un gran número de proyectos (1750 en el año 2003) seria necesario un fuerte incremento del mercado para alcanzar el incremento de 20 MWp que prevé el plan.

En el caso de las instalaciones conectadas a red, aunque el objetivo de 115 MWp con las cifras actuales aún parece lejano, el crecimiento del mercado está siendo muy fuerte (más del 50 % en el año 2004, respecto 2003). La nueva normativa sobre tarifas (Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo) unido al resto de ayudas económicas de IDAE y algunas Comunidades Autónomas, esta impulsando fuertemente este tipo de instalaciones.

3.5.2.2. Recurso

El recurso solar es abundante en España, que dispone de condiciones muy adecuadas para la energía solar fotovoltaica, con áreas de alta irradiancia. La situación respecto a otros países europeos como Alemania es comparativamente muy favorable.

La principal característica de este recurso es estar disponible en toda la superficie al mismo tiempo, estando no obstante condicionado por las sombras de elementos naturales y artificiales y por las particulares condiciones climáticas de cada área geográfica.

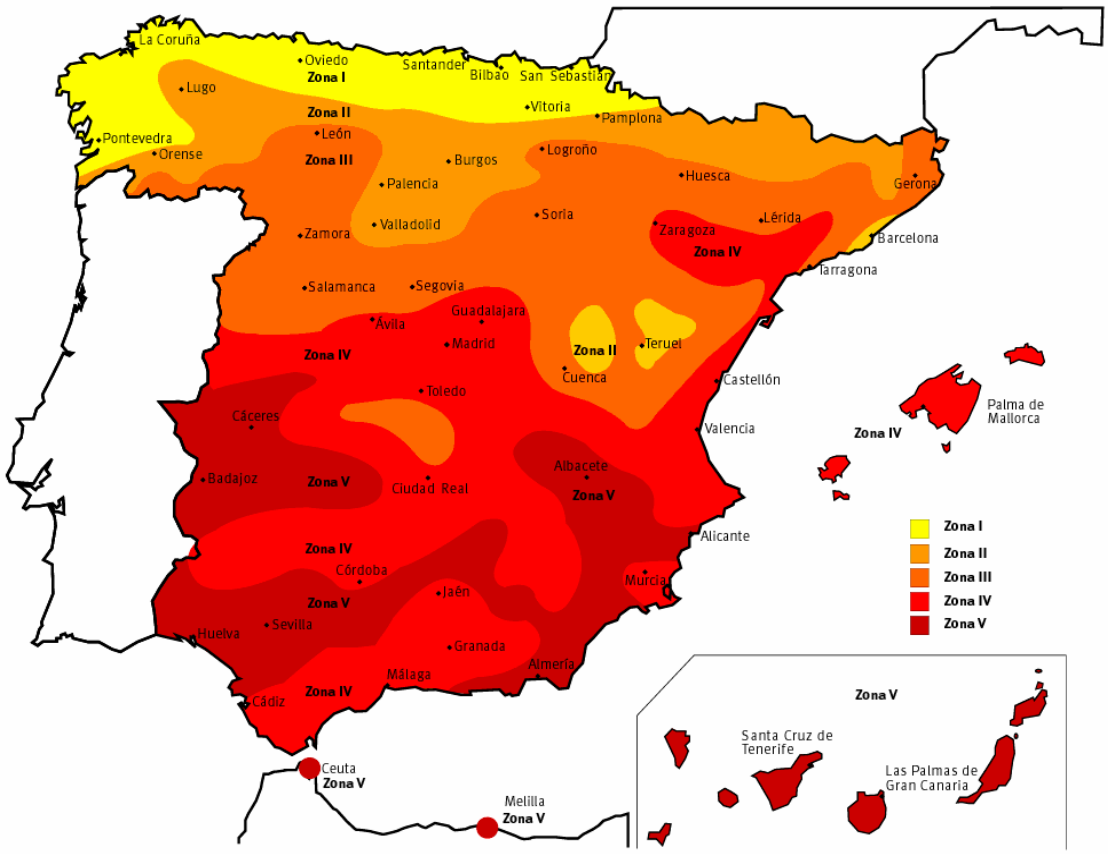
La evaluación del potencial solar es una labor que requiere de un periodo muy amplio de toma de datos, del orden de años. A esto se suma la necesidad de realizar una toma de datos suficientemente detallada, para que los valores obtenidos sean representativos y reflejen las particularidades de cada microclima.

Actualmente las principales bases de datos de radiación recogen las condiciones climáticas de las capitales de provincia, sin reflejar las particularidades de regiones a menor escala. No obstante, en los últimos años, varias comunidades autónomas han profundizado en el conocimiento de sus recursos solares, elaborando sus propios mapas de radiación que ofrecen datos muy precisos y concretos del recurso solar.

Además como fuente complementaria, en algunos casos se pueden obtener datos de las instalaciones fotovoltaicas monitorizadas, cuyo número es cada día mayor.

A título orientativo se ofrece en la figura 5 una estimación de la cantidad de energía media diaria por unidad de superficie (irradiación) en España, según 5 zonas climáticas.

Radiación solar es la energía procedente del sol en forma de ondas electromagnéticas. Irradiación es la energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto periodo de tiempo.



FUENTE: INM. Generado a partir de isolíneas de radiación solar global anual sobre superficie horizontal.

ZONA CLIMÁTICA	I	II	III	IV	V
IRRADIACIÓN MEDIA DIARIA (kWh/m^2)	< 3,8	3,8 - 4,2	4,2 - 4,6	4,6 - 5,0	> 5,0

Figura 5. Irradiación media diaria en España según zonas climáticas

3.5.2.3. Aspectos tecnológicos

El componente principal de una instalación fotovoltaica es el generador. El generador fotovoltaico está formado normalmente por módulos fotovoltaicos. Estos a su vez son un conjunto de células fotovoltaicas conectadas entre sí, y debidamente protegidas de los agentes externos. La materia prima de las células fotovoltaicas comerciales en España es el silicio, tanto en tecnología mono como policristalina, las más extendidas. Las eficiencias comerciales que se obtienen llegan al 18% para silicio monocristalino, y pueden ser algo más bajas para silicio policristalino. Otro tipo de tecnología menos generalizada es la de lámina delgada de silicio amorfo, que suele presentar desventajas frente a las tecnologías cristalinas, pero que son más sencillas de obtener. Se encuentran en experimentación materiales para aplicar en forma de capa delgada como el teluro de cadmio (CdTe) o el diseleniuro de indio-cobre (CIS), con eficiencias interesantes.

En cuanto a la obtención de la materia prima para las tecnologías de silicio, tradicionalmente se utilizaba silicio de grado solar procedente de la industria electrónica como un producto marginal. Aunque desde hace algunos años se produce silicio grado solar, fabricado expresamente para la industria fotovoltaica, dado el fuerte crecimiento de la demanda, se podría producir una cierta carencia de materia prima. Tecnologías innovadoras como la concentración, que para igualdad de potencia utilizan silicio de grado electrónico, procedente de la propia industria electrónica pero en mucha menor intensidad y con mayor valor añadido, pueden contribuir a resolver el problema de la materia prima.

Según el tipo de aplicación, de forma muy general, se puede distinguir entre instalaciones fotovoltaicas conectadas a red e instalaciones aisladas de red. En la figura 6 se muestra una posible clasificación de las instalaciones fotovoltaicas con algunos ejemplos de aplicaciones aisladas de red.

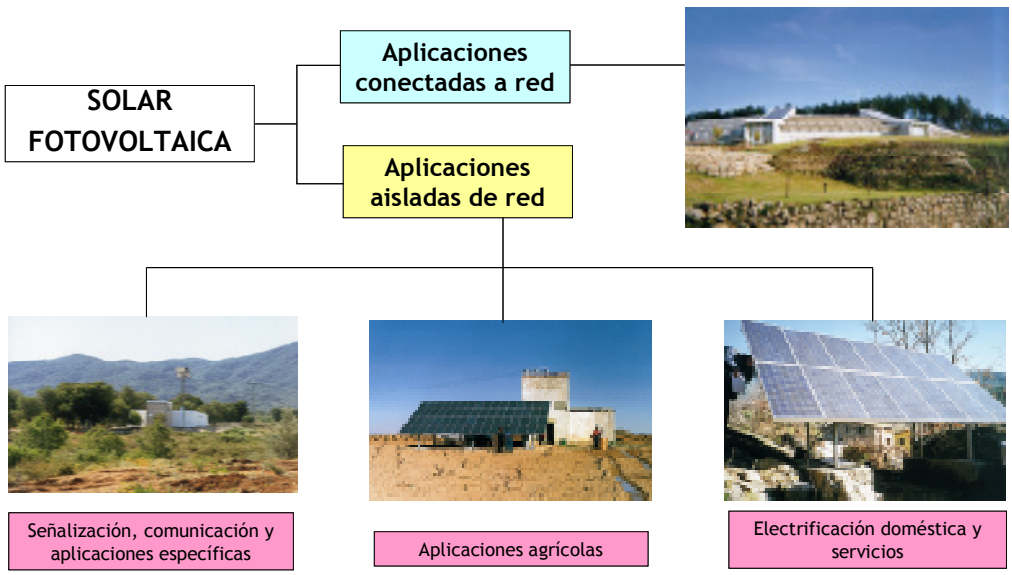


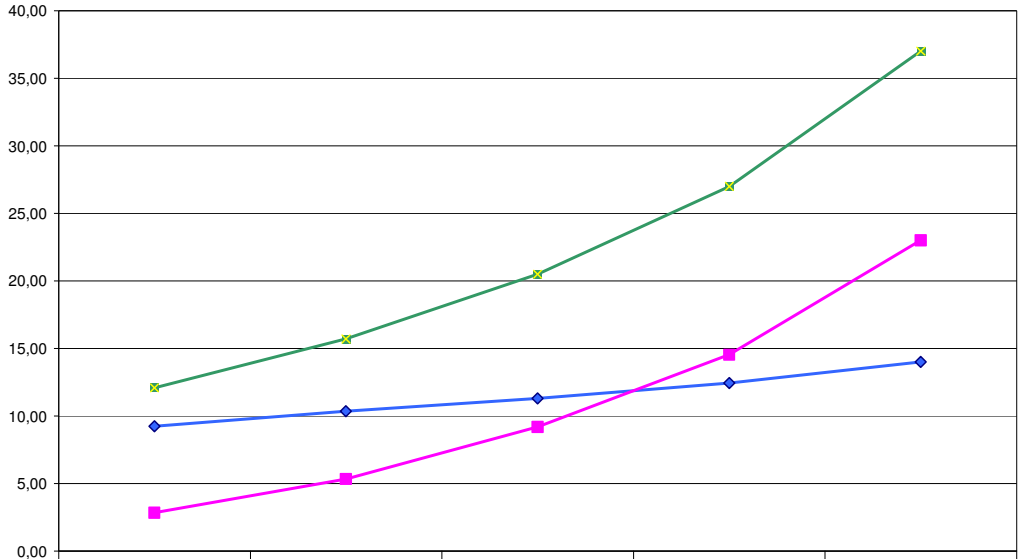
Figura 6. Aplicaciones de la energía solar fotovoltaica

Las conectadas a la red están formadas por un generador fotovoltaico y un sistema de acondicionamiento de potencia, encargado de transformar la energía en forma de corriente continua a corriente alterna, con las características de la red de distribución. El sistema de acondicionamiento de potencia es el inversor, que debe cumplir todos lo requisitos de seguridad y garantía para que su funcionamiento no provoque alteraciones en la red ni disminuya su seguridad, contando para ello con las funciones de protección correspondientes.

Las instalaciones fotovoltaicas aisladas puede contar o no con sistemas de acumulación (baterías). Los sistemas sin acumulación habitualmente son bombeos directos. Las baterías en un 90% corresponden a las estacionarias del tipo Plomo-Ácido, que con un mantenimiento adecuado se adaptan perfectamente a los sistemas de generación. Se puede usar esta energía como tal o después de transformarla a corriente alterna mediante un inversor.

Durante los cuatro últimos años las aplicaciones conectadas a la red en España se han consolidado como la principal aplicación de la energía solar fotovoltaica, ya que se han adoptado un conjunto de medidas de carácter económico y legislativo con el objetivo de crear unas condiciones adecuadas para el desarrollo del mercado de las aplicaciones fotovoltaicas conectadas a red.

En 2004 la potencia instalada, según los datos disponibles, ha sido de 1,5 MWp para aplicaciones aisladas y de 8,5 MWp para aplicaciones conectadas a red. Esto supone alcanzar unas cifras de 14 MWp en instalaciones aisladas y 23 MWp en instalaciones conectadas a red.



	2000	2001	2002	2003	2004 (*)
Aislada	9,25	10,35	11,31	12,46	14,00
Conectada	2,85	5,35	9,19	14,54	23,00
TOTAL	12,10	15,70	20,50	27,00	37,00

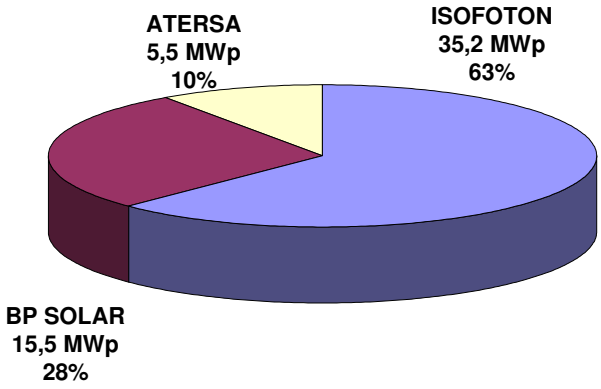
FUENTE: Datos propios IDAE

Figura 7. Evolución de la potencia instalada según aplicaciones
** Datos de 2004 provisionales*

Los actuales fabricantes de módulos fotovoltaicos españoles se encuentran entre los más importantes a nivel internacional, destinando la gran parte de su producción al mercado exterior. A los tres fabricantes tecnólogos existentes (Isofotón, BP Solar y Atersa), recientemente se han unido otros dos fabricantes (Gamesa y Siliken) y existen otras iniciativas en marcha. Todos ellos obtienen el silicio de suministradores internacionales.

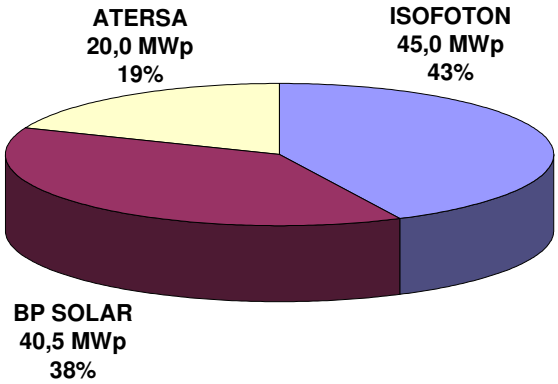
Adicionalmente, el incremento del mercado interior y las buenas perspectivas internacionales están favoreciendo que durante 2005 aparezcan nuevas inversiones y se vayan a poner en funcionamiento nuevas fábricas de módulos y células en nuestro país.

En la figuras 8 se muestra la cantidad de células producidas en 2003 (56,20 MWp), y en la figura 9 el reparto de capacidad de producción de los principales fabricantes, igualmente en el año 2003 (105,5 MWp), entre Isofotón, BP Solar y Atersa.



FUENTE: Photton Internacional

Figura 8. Células producidas en 2003: 56,2 MWp



FUENTE: Photton Internacional

Figura 9. Capacidad de producción en 2003: 105,5 MWp

Por otra parte el conjunto del sector español, como muestra de su gran dinamismo, esta mejorando sus productos e introduciendo en el mercado innovaciones tanto de componentes (seguidores, mejoras de inversores, etc.) como en el modo de concebir los proyectos y su gestión (huertas solares, integración).

Las plantas fotovoltaicas mayores de 1 MW, están siendo objeto de la actividad de diferentes promotores agrupando a distintos titulares, en forma de los denominados “huertos solares”. Este tipo de plantas se beneficia de unos precios menores de instalación y menores costes de operación y mantenimiento, al tener unificada la gestión y aprovechar el efecto escala. En estas plantas se está imponiendo en el mercado español el modelo basado en seguidores solares. El incremento en la producción, que se estima de un 25% como media para seguidores en 1 eje, ha propiciado su implantación progresiva

Por otro lado, entre los proyectos que se están llevando a cabo, puede destacarse el promovido por SEVILLA PV, consistente en una central de 1,2 MW con seguimiento y baja concentración. También existen iniciativas para introducir comercialmente tecnologías de alta concentración.

Además se parte de la base de un sector con experiencia y organizado, al que se unen cada día mas empresas, siendo uno de los sectores con más creación de empleo de todos los de energías renovables.

3.5.2.4. Aspectos normativos

La ley 54/1997 del Sector Eléctrico, estableció un Régimen Especial para aquellas instalaciones que utilizasen fuentes de energía renovables, con una potencia instalada inferior a los 50 MW.

El Real Decreto 436/2004, sobre Régimen Especial, desarrolla la ley, y establece un régimen económico garantizado para toda la vida de la instalación, actualizando y refundiendo el régimen jurídico que afecta a la energía solar fotovoltaica. Junto con él, el Real Decreto 1663/2000, sobre conexión a la red eléctrica de baja tensión, y la Resolución de 31 de mayo de 2001, de la Dirección General de Política Energética y Minas, que contiene el modelo de contrato tipo con la empresa distribuidora, constituyen el núcleo legislativo referente a las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red.

Paralelamente, numerosas comunidades autónomas han desarrollado sus propias reglamentaciones, que vienen a complementar o detallar los procedimientos administrativos para legalizar las instalaciones.

Entre ellas se puede destacar: Andalucía, con la Instrucción, de 21 de enero de 2004, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas de la Consejería de Empleo y Desarrollo Tecnológico; Cataluña, con el Decreto 352/2001, de 18 de diciembre, y la Oficina de Gestión Unificada, que centraliza todos los trámites; Canarias, con el Decreto 26/1996; y País Vasco, con la Orden 5057 de 11 de julio de 2001.

Junto a estás iniciativas hay que citar las ordenanzas solares que incorporan algunos municipios para potenciar la energía solar fotovoltaica.

No obstante queda sin resolver la problemática de la conexión a red de las instalaciones que se encuentran en emplazamientos con conexión en alta tensión, donde el centro de transformación pertenece a un particular o a una empresa distinta de la distribuidora.

También resulta especialmente relevante la limitación que impone el Real Decreto 436/2004, que limita las actuales condiciones de retribución de la energía generada hasta que la potencia total instalada sea de 150 MW.

3.5.2.5. Aspectos medioambientales

La energía solar fotovoltaica, como fuente renovable, representa una fórmula energética radicalmente más respetuosa con el medio ambiente que cualquier energía convencional, debido a que se dispone de recursos inagotables a escala humana para cubrir las necesidades energéticas. En este sentido tiene que valorarse muy positivamente la posibilidad de aplicación en el ámbito local, lo que hace innecesaria la creación de infraestructuras de transporte energético desde los puntos de producción a los de consumo.

El impacto principal se produce en las operaciones extractivas de las materias primas, ya que aunque la mayoría de las células fotovoltaicas se fabrican con silicio, material obtenido a partir de la arena y por tanto muy abundante en la naturaleza, es necesario transformarlo con consumo de energía hasta conseguir silicio de grado solar.

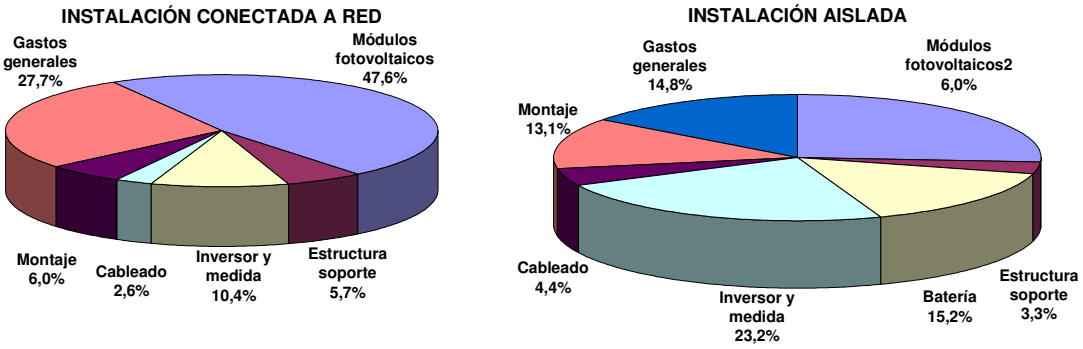
En la fase de uso las cargas ambientales son despreciables, y en la fase de eliminación, después de la vida útil, pueden establecerse vías claras de reutilización o retirada, aunque hasta el momento, dado el escaso volumen, esta poco estudiado.

El efecto Visual sobre el paisaje es el principal impacto en la fase de uso, siendo susceptible de ser reducido en la mayoría de las instalaciones con una adecuada integración en el paisaje o los edificios.
En el medio físico y biótico no existen afecciones importantes ni sobre la calidad del aire ni sobre los suelos, flora y fauna, no provocándose ruidos ni afectándose tampoco a la hidrología existente.

3.5.2.6. Aspectos económicos

El coste de implantación de la energía solar fotovoltaica depende de factores como el tipo de aplicación (conectada o aislada), el tamaño, el tipo de tecnología y las condiciones de mercado. A lo largo de los años de desarrollo de la energía solar fotovoltaica los costes han experimentado bajada significativa, evolucionando desde 9.500 €/kWp instalado en el año 1999 a 8.000 €/kWp en el año 2004.

Si se tiene en cuenta las aplicaciones conectadas a red y las aisladas con acumulación, se obtiene un desglose del coste de la instalación según componentes como muestra la figura 10. Para el caso de instalación conectada se ha tomado el caso de una potencia de 30 kWp.



FUENTE: Informe ASIF 2004

Figura 10. Desglose de costes de la instalación por elementos.

Las condiciones de mercado, se están revelando de una importancia crucial que va más allá de la reducción de costes de fabricación por economía de escala. En función de las características del mercado los precios varían sustancialmente, así mercados como el de Reino Unido con una potencia instalada total inferior a 10 MW tienen precios medios muy altos que pueden superar los 10 €/Wp. En el lado opuesto el mercado Alemán, en el que se instalaron en el 2003 más de 130 MWp, y cuya potencia total instalada está superando los 400 MWp, los precios se han reducido un 20% en el periodo 1999-2003 situándose al día de hoy por debajo de los 4,5 €/Wp.

En cuanto al futuro del mercado español, es previsible que se produzca un cambio significativo en el tamaño del mercado, y en principio cabría esperar que se produzcan a corto plazo descensos significativos en los precios. En este sentido se estima que duplicar el tamaño del mercado puede significar una reducción de los precios del orden del 18% (German Solar Industry Association) por el denominado “factor de aprendizaje”.

No obstante, esta tendencia se puede ver truncada por un mercado en el cual un crecimiento rápido de la demanda solar se ha unido al crecimiento de la demanda de productos electrónicos, partiendo ambos de procesos de fabricación comunes y de capacidad limitada a corto plazo.

A continuación se muestra un resumen de los casos tipo de instalaciones fotovoltaicas, en base a los cuales se calcula el coste de generación por kWh.

El estudio de los costes de generación se realiza para una inversión con el 100% de recursos propios, sin ayudas ni desgravaciones, considerando para los cinco casos una retribución de los recursos propios del 5%. El periodo de vida útil se considera de 25 años, al igual que el periodo de amortización.

Estos datos generales se recogen en el cuadro de cabecera de la figura 11, y a continuación se resumen los datos principales que sirven de base para calcular los costes de generación.

DATOS GENERALES	TODOS LOS CASOS TIPO
Vida útil y periodo de amortización	25 años
Coste de oportunidad de recursos propios	5%
Recursos propios	100%
Incremento anual de gastos de Op. y Mant.	1% (IPC - 1%, considerando IPC = 2%)
Incremento anual del precio de la energía	1,4%
Decremento anual en el coste de inversión	5% (Hasta 2010)

CASO TIPO I	AISLADA DE RED. P < 5kWp
Tipo instalación	Fija
Potencia pico (del campo generador)	1,1 kWp
Horas equivalentes de funcionamiento	1.000 horas/año
Inversión unitaria por kWp instalado (2005)	11.760 €/kWp
Gastos de operación y mantenimiento	30,3 c€/kWh

CASO TIPO II	CONEXIÓN A RED. Fija, P < 100 kWp
Tipo instalación	Sin seguimiento
Potencia pico (del campo generador)	6,12 kWp
Horas equivalentes de funcionamiento	1.250 horas/año
Inversión unitaria por kWp instalado (2005)	5.700 €/kWp
Precio unitario de venta de energía (2005)	575% de TMR: 42,1498 c€/kWh
Gastos de operación y mantenimiento (2005)	3,00 c€/kWh. 7,11% sobre precio de venta

FUENTE: Elaboración propia

TMR: Tarifa eléctrica Media de Referencia, definida en RD 1432/2002, de 27 de diciembre

TMR 2005: 7,3304 c€/kWh, establecida por RD 2392/2004, de 30 de diciembre

Figura 11. Resumen de casos tipo para el cálculo de los costes de generación

CASO TIPO III	CONEXIÓN A RED. Seguimiento, P < 100 kWp
Tipo instalación	Seguimiento solar
Potencia pico (del campo generador)	6,12 kWp
Horas equivalentes de funcionamiento	1.644 horas/año
Inversión unitaria por kWp instalado (2005)	5.938 €/kWp
Precio unitario de venta de energía (2005)	575% de TMR: 42,1498 c€/kWh
Gastos de operación y mantenimiento (2005)	2,37 c€/kWh. 5,62% sobre precio de venta

CASO TIPO IV	CONEXIÓN A RED. Central, P > 100 kW
Tipo instalación	Seguimiento solar con baja concentración
Potencia pico (del campo generador)	700 kWp
Horas equivalentes de funcionamiento	3.142 horas/año
Inversión unitaria por kWp instalado (2005)	7.600 €/kWp
Precio unitario de venta de energía (2005)	300% de TMR: 21,9912 c€/kWh
Gastos de operación y mantenimiento (2005)	2,56 c€/kWh. 11,64% sobre precio de venta

FUENTE: Elaboración propia

TMR: Tarifa eléctrica Media de Referencia, definida en RD 1432/2002, de 27 de diciembre

TMR 2005: 7,3304 c€/kWh, establecida por RD 2392/2004, de 30 de diciembre

Figura 11 (Continuación). Resumen de casos tipo para el cálculo de los costes de generación

El coste de inversión unitaria por kWp instalado se considera que disminuye un 5% anual desde el valor de partida de 2004, quedando para caso tipo como se muestra en la tabla siguiente.

Inversión unitaria área solar fotovoltaica (c€/kWp)

AÑO	Caso tipo I	Caso tipo II	Caso tipo III	Caso tipo IV
2005	11.760	5.700	7.410	7.600
2010	10.630	4.411	5.734	5.881

FUENTE: Elaboración propia

Figura 12. Evolución de la inversión unitaria (€/kWp) en el periodo 2005-2010

Para el cálculo del precio de venta de la energía generada en 2010 se toma un incremento del 1,4% anual, partiendo del precio de 2005, resultando los valores reflejados en la figura 13.

Ingresos unitarios área solar fotovoltaica (c€/kWh)

AÑO	Casos tipo II y III	Caso tipo IV
2005	42,1498	21,9912
2010	45,8166	23,5743

FUENTE: Elaboración propia

Figura 13. Evolución de los ingresos unitarios (c€/kWh) en el periodo 2005-2010

De entre los casos tipo, se toma como coste superior para instalaciones menores de 100 kWp una instalación fija de P = 6,12 kWp (caso tipo II), y como coste inferior una instalación formando parte de una agrupación con seguimiento solar de P = 6,12 kWp (caso tipo III).

Para las instalaciones >100 kWp se considera para el cálculo del coste de generación el de una central con seguimiento en dos ejes y concentración de baja intensidad (caso tipo IV), tomando para el coste superior 2.670 horas/año, y para el coste inferior 3.613 horas/año. Estas horas de funcionamiento corresponden a una horquilla del 15% por debajo y por encima de las consideradas en el caso tipo VI, 3.142 horas/año.

Estos cálculos del coste de generación se hacen para 2005 y para 2010, resultando las horquillas recogidas en la tabla de la figura 14.

Coste de generación área solar fotovoltaica (c€/kWh)

AÑO	Instalaciones < 100 kWp	Instalaciones >100 kWp
2005	40,8 – 44,0	21,5 - 28,2
2010	32,3 – 35,0	17,4 – 22,6

FUENTE: Elaboración propia

Figura 14. Evolución del coste de generación (c€/kWh) en el periodo 2005-2010

3.5.2.7. Barreras

Las barreras de la energía fotovoltaica se ha clasificado en cuatro grandes grupos: económicas, tecnológicas, normativas y sociales.

Barreras económicas

Rentabilidad insuficiente por lo que necesita una prima elevada.

Con los precios y el rendimiento hasta ahora vigentes, las instalaciones se amortizan en extensos periodos de tiempo. Es por ello que la fotovoltaica se ha desarrollado asociada a líneas de ayudas, tanto por parte de las CCAA como con fondos estatales.

En el momento actual se considera que el crecimiento del mercado va ha permitir una bajada progresiva de los precios de las instalaciones, por lo que si se mantiene la prima en las condiciones definidas en el RD 436/2004 las instalaciones pueden ir mejorando su rentabilidad.

Falta de incentivos fiscales

A través de la Ley 24/2001 de 27 de diciembre (para grandes empresas que cumplan el articulo 122 del Impuesto de Sociedades), ampliada en su ámbito de aplicación (para toda tipología de empresas) mediante el Real Decreto Ley 2/2003, cualquier empresa que invierta en energía solar tiene la posibilidad de deducción del 10% de la inversión. Sin embargo, los particulares que realicen instalaciones aisladas no cuentan con deducciones en el IRPF.

Barreras tecnológicas

Falta de iniciativas y de incentivos para el desarrollo de instalaciones innovadoras

La situación actual del mercado y las actuales líneas de apoyo no presentan suficientes incentivos para llevar a cabo proyectos novedosos desde el punto de vista técnico, con integración arquitectónica etc.

Transitoriamente, falta de materia prima en el mercado internacional

Durante los últimos años, la industria fotovoltaica se ha estado abasteciendo de materias primas (silicio grado solar) que son subproductos o proceden de procesos compartidos con la industria electrónica. El incremento de ambos sectores está produciendo tensiones en los mercados, frente a las cuales la fotovoltaica puede verse perjudicada por su esquema económico de menor valor añadido.

Actualmente se están llevando a cabo fábricas de silicio que abastecerán a la industria fotovoltaica.

Barreras normativas

Limitación de las primas y tarifas actuales hasta que se alcancen 135 MW

El RD 436/2004 establece el límite de 135 MW, el cual supone una clarísima limitación del desarrollo del sector fotovoltaico.

Alejamiento de la energía solar fotovoltaica del sector de la edificación

La energía solar fotovoltaica es una de las formas más viables de incorporar energías renovables en la edificación. Sin embargo este sector no se plantea esta posibilidad, siendo en algunos casos, dependiendo del tipo de uso, utilizadores de energía de forma muy ineficiente.

Sin embargo, el despegue definitivo de la tecnología fotovoltaica pasa por la generalización de su uso en nuevas construcciones, siempre que las condiciones propias de diseño y las del entorno lo hagan posible.

Trámites administrativos desproporcionados

La energía solar fotovoltaica se caracteriza por su elevado grado de dispersión. Se trata de llevar a cabo numerosas instalaciones, comparativamente de muy pequeño tamaño. Por lo tanto para que numerosos usuarios potenciales se interesen, deben existir unos procedimientos administrativos proporcionados al tamaño de las instalaciones.

Dichos procedimientos de autorización administrativa son competencia de la administración autonómica y aunque en algunas se ha avanzado notablemente aun resultan muy complejos o poco conocidos por los técnicos en algunas CCAA o provincias. Por otro lado, la necesidad de tramitar el impuesto eléctrico se suma a las barreras ya expuestas.

Falta de existencia de una normativa técnica completa sobre instalaciones

La normativa vigente presenta todavía lagunas importantes en los que se refiere a prescripciones para la ejecución de instalaciones ya que no se encuentra recogidas en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. Esto acarrea graves inconvenientes y, entre otros problemas de seguridad y de delimitación de responsabilidades.

Dificultades de conexión para usuarios de alta tensión

El ámbito de aplicación de la reglamentación específica sobre conexión para energía fotovoltaica (RD 1663/2000) es baja tensión. Sin embargo numerosos usuarios potenciales no tienen posibilidad de acceder a líneas de baja tensión (por ejemplo edificios o complejos de edificios no urbanos) y si lo tienen deben contratar una nueva línea.

Sin embargo el efecto energético es equivalente vertiendo a la compañía distribuidora que conectando en la propia red de baja de este tipo de usuarios.

Necesidad de aclaraciones del RD 1663/2000

Existen dudas sobre determinados aspectos del RD 1663/2000, relativas a aspectos técnicos de los inversores y de las protecciones necesarias en las instalaciones.

Barreras sociales

Necesidad de difusión a usuarios potenciales

Aunque se ha avanzado bastante en los últimos años existe todavía un gran desconocimiento entre los usuarios potenciales que en el caso de la energía solar fotovoltaica es el público en general.

Necesidad de difusión y formación a ayuntamientos

Los ayuntamientos pueden ser uno de los principales impulsores de la energía solar fotovoltaica en el ámbito de sus competencias sobre medio ambiente.

En relación con la fiscalidad por parte de los ayuntamientos, si bien ha existido un desarrollo normativo, en la práctica la administración local no ha aplicado las diversas bonificaciones para las cuales se les ha habilitado. El desarrollo normativo ha sido el siguiente:

- Ley 51/2002, a través de la cual existe la posibilidad de que ayuntamientos apliquen una bonificación de hasta el 50% del IAE y hasta el 95% del Impuesto de Construcciones, Instalaciones y Obras, para el aprovechamiento de energía solar para autoconsumo.

- Real Decreto Ley 2/2003, a través del cual existe la posibilidad de que ayuntamientos apliquen una bonificación de hasta el 50% del IAE para el aprovechamiento de energía solar para autoconsumo.

- Ley 62/2003, a través de la cual los ayuntamientos pueden aplicar las bonificaciones en todos los casos.

Una de las razones de la falta de aplicación, además de su repercusión económica, ha sido el desconocimiento de la administración local.

Es necesario reforzar y promover que los ayuntamientos pongan en práctica las posibilidades que ofrece la Ley de Haciendas Locales respecto a conceder mediante Ordenanzas fiscales, bonificaciones en el impuesto de construcciones, IBI e IAE. También es necesario completar la formación de técnicos municipales a la hora de analizar y verificar proyectos.

Necesidad de difusión y formación a quienes prescriben (arquitectos, promotores, etc.)

Estos colectivos, precisan de una difusión y formación especifica ya que en muchos casos el plantear la energía fotovoltaica aparentemente supone introducir nuevas dificultades en los proyectos. El desconocimiento y la falta de herramientas para acometer las instalaciones puede ser el origen del rechazo.

Los diferentes agentes que intervienen en la financiación, diseño y construcción de un edificio no valoran adecuadamente los beneficios de la instalación de captadores solares, principalmente, por el desconocimiento de la tecnología y de las diferentes soluciones constructivas existentes. Para los arquitectos supone complicaciones y para el promotor supone un incremento de presupuesto y posible reducción de superficie edificable.

No se tiene en cuenta el ahorro energético para el usuario final y el impacto sociológico y educativo que conlleva la instalación de captadores fotovoltaicos en los edificios.

A continuación se relacionan brevemente las barreras detectadas en los distintos ámbitos de aplicación:

ÁMBITO DE APLICACIÓN	BARRERAS
Aspectos económicos	Rentabilidad insuficiente por lo que necesita una prima elevada.
	Inexistencia de reducciones fiscales para particulares que inviertan en instalaciones fotovoltaicas aisladas.
Aspectos tecnológicos	Falta de iniciativas y de incentivos para el desarrollo de instalaciones innovadoras.
	Transitoriamente, falta de materia prima en el mercado internacional.
Aspectos normativos	Limitación de las primas y tarifas actuales hasta que se alcancen 135 MW.
	Alejamiento de la energía solar fotovoltaica del sector de la edificación.
	Trámites administrativos desproporcionados.
	Falta de existencia de una normativa técnica completa sobre instalaciones.
	Dificultades de conexión para usuarios de alta tensión.
	Necesidad de aclaraciones del Real Decreto 1663/2000.
Aspectos sociales	Necesidad de difusión a usuarios potenciales.
	Necesidad de difusión y formación a ayuntamientos.
	Necesidad de difusión y formación a quienes prescriben.

FUENTE: Elaboración propia

Figura 15. Barreras detectadas en para el desarrollo del sector fotovoltaico

3.5.3. Medidas

Las medidas que se plantean están dirigidas a salvar las barreras de carácter económico, tecnológico, normativo y social antes indicadas. El éxito de los objetivos que más adelante se plantean se encuentra principalmente ligado a salvar dichas barreras por los procedimientos que a continuación se señalan:

- Mantenimiento de las condiciones económicas establecidas en el Real Decreto 436/2004.

  Se estima que el apoyo público a la explotación debido la consecución de la potencia que contempla el Plan ascenderá a 499,4 millones de euros para el periodo 2005 – 2010.

- Modificación de los criterios de las ayudas. Con el nivel de retribución vía prima actual, se considera que, salvo en los casos de instalaciones aisladas de la red, no son necesarias ayudas..

TIPO DE INSTALACIÓN	AYUDA (% s/inversión)
Instalaciones aisladas	22
Instalaciones fijas, con P < 100 kWp	-
Instalaciones con seguimiento, con P < 100 kWp	-
Instalaciones con P> 100 kWp	-

Figura 16. Apoyo público a inversión para área fotovoltaica en 2005

En estas condiciones, la aplicación de apoyos público a la inversión prevé alcanzar un valor de 42,6 millones de euros en el periodo (IDAE + CCAA). Los fondos de gestión IDAE solo irían destinados aisladas.

- Introducción de una desgravación fiscal en el I.R.P.F. para particulares que realicen inversiones en instalaciones fotovoltaicas aisladas.

- Apoyo a la innovación mediante proyectos IDAE etc., dirigido a integración arquitectónica, concentración, nuevas tecnologías, nuevas fórmulas de ejecución de proyectos etc. Difusión de resultados.

- Apoyar iniciativas de la industria para completar procesos de producción.

- Incremento del límite retributivo hasta 400 MW.

- Para aquellos edificios que sean consumidores intensivos de energía eléctrica, (determinados usos y a partir de un determinado tamaño) obligar a incorporar una cierta potencia de generación fotovoltaica, a través del Código Técnico de la Edificación.

- Propiciar la coordinación entre las CCAA para establecer y homogeneizar los procedimientos. Difusión entre los interesados.

- Introducir las instalaciones fotovoltaicas en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, completando la normativa sobre inversores. Subsanación del Real Decreto 1663/2000.

- Posibilitar mediante el reglamento correspondiente la conexión y acogida al Régimen Especial a los que no son abonados en baja tensión (previsto en el nuevo Real Decreto sobre Conexión de instalaciones en el Régimen Especial).

- Realización de campañas de difusión dirigidas al conjunto de los ciudadanos.

- Realización y difusión de documentos de información y formación dirigidos a ayuntamientos a nivel político y técnico.

- Realización y difusión de documentos de información y formación dirigidos a quienes prescriben (arquitectos, promotores, etc.).

- Transposición a la legislación nacional de la Directiva 2001/77/CE para la promoción de las Energías Renovables, relativa a la garantía de origen para la generación eléctrica con fuentes renovables.

El siguiente cuadro resume las medidas planteadas, asociándolas con las barreras sobre las que inciden mencionadas en el apartado anterior:

BARRERAS	MEDIDAS	RESPONSABLE	COSTE	CALENDARIO
Rentabilidad insuficiente. Limitación al desarrollo de proyectos, al depender de las líneas de ayuda.	Mantenimiento de primas, establecidas en el Real Decreto 436/2004. (*)	MITyC	499,4 M€ (*)	2005 - 2010
	Modificación de la línea de ayudas de IDAE.	IDAE	42,6 M€	2005 - 2010
Falta de iniciativas y de incentivos para instalaciones innovadoras.	Apoyo a la innovación.	IDAE, MITyC	Pendiente de Evaluación	2005 - 2010
Limitación de las primas y tarifas actuales hasta que se alcancen 135 MW.	Modificar el límite de las primas desde 135 MW a 400 MW. (*)	MITyC	(*)	2005 - 2010
Alejamiento de la energía solar fotovoltaica del sector de la edificación.	Aprobación del Código Técnico de la Edificación.	Ministerio de Vivienda	SIN COSTE	2005
Trámites administrativos no proporcionados y homogéneos	Coordinación entre las CC.AA.	IDAE y CC.AA.	SIN COSTE	2005 - 2010
Falta de existencia de una normativa técnica completa sobre instalaciones.	Incorporar instalaciones fotovoltaicas a R.E.B.T.	MITyC	SIN COSTE	2005
	Subsanación R. D. 1663/2000.	MITyC	SIN COSTE	2005
Dificultades de conexión para usuarios de alta tensión.	Posibilitar conexión a la red a usuarios de alta tensión.	MITyC	SIN COSTE	2005
Necesidad de difusión a usuarios, ayuntamientos, y quienes prescriben	Realización de campañas de difusión y formación.	IDAE	Pendiente de Evaluación	2005 - 2010
	Transponer Directiva 2001/77/CE	MITyC	SIN COSTE	2005

(*) Es la misma medida, por lo que tiene el mismo coste

Figura 17. Medidas correctoras para las barreras detectadas

3.5.4. Objetivos 2010

El desarrollo de la solar fotovoltaica encuentra como principales barreras las de carácter económico, las cuales limitan su desarrollo. Salvar estas barreras y propiciar su desarrollo se fundamenta, entre otras, en las siguientes razones:

- Existencia de recursos solares en España muy favorables para el desarrollo de esta tecnología.
- Interés de numerosos promotores.
- Existencia de tecnología y capacidad de fabricación a nivel nacional, estando la industria española al mejor nivel internacional.
- Aprovechamiento de la industria nacional de las muy favorables perspectivas de evolución tecnológica y económica, que permiten predecir mejoras muy relevantes a medio plazo

En este Plan se identifica un nuevo objetivo de incremento de potencia fotovoltaica de 363 MWp en el periodo 2005-2010, dentro de la planificación de las energías renovables en su conjunto, siempre partiendo de la puesta en marcha de las medidas propuestas en él.

3.5.4.1 Potencia y datos energéticos

Las Comunidades Autónomas, en virtud de sus competencias, han elaborado planes energéticos que en unas ocasiones son de carácter general y en otras específicos para las energías renovables. Estos planes, para la energía solar fotovoltaica, tienen distintos horizontes temporales, aunque la mayoría se refieren al año 2010, planificando en líneas generales, con objetivos energéticos inferiores a los indicados en este documento.

Sin embargo, la energía solar fotovoltaica está experimentando fuertes crecimientos tanto a nivel mundial como de la Unión Europea, en los países en los que se definen marcos adecuados para su desarrollo, como es el caso de Alemania y España.

Adicionalmente, exceptuando proyectos de gran complejidad como puedan ser grandes plantas innovadoras que necesitan una financiación y unos procesos de maduración que requieren largos meses, los proyectos convencionales se pueden ejecutar en periodos relativamente cortos, lo que permite aumentar la potencia instalada en cortos periodos de tiempo.

En la figura 18 se muestra el alcance de los diferentes planes de las CC.AA., habiéndose mantenido los valores previstos en el Plan de Fomento en aquellas comunidades autónomas en las que no se tiene constancia de que exista un plan oficialmente aprobado que incluya la energía solar fotovoltaica.

COMUNIDAD AUTÓNOMA	POTENCIA (MWp)	AÑO	DOCUMENTO SOPORTE
ANDALUCÍA	23.8	2010	Plan Energético de Andalucía
ARAGÓN	6,95	2010	PLAFER
ASTURIAS	3,85	2010	PLAFER
BALEARES	7,30	2015	Plan Director Sectorial Energético
CANARIAS	7,10	2011	PECAN 2002 (PEFOCAN)
CANTABRIA	3,85	2010	PLAFER
CASTILLA Y LEÓN	11,60	2010	PLAFER
CASTILLA – LA MANCHA	5,45	2010	PLAFER
CATALUÑA	23,30	2010	Plan de la Energía en Cataluña
EXTREMADURA	6,20	2010	PLAFER
GALICIA	10,00	2010	Previsiones Xunta de Galicia
MADRID	13,05	2010	PLAFER
MURCIA	8,30	2012	PLAFER
NAVARRA	7,70	2010	PLAFER
LA RIOJA	3,85	2010	PLAFER
COMUNIDAD VALENCIANA	14,00	2010	Plan EE.RR. de Com. Valenciana
PAÍS VASCO	10,7	2010	Estrategia Energética de Euskadi
TOTAL	**167**		

FUENTE: IDAE y CC.AA.

Figura 18. Objetivos fotovoltaicos de las Comunidades Autónomas

Tomando también en consideración todo lo analizado en apartados anteriores, entre lo que destacan los aspectos económicos y normativos, y atendiendo al grado de desarrollo de esta fuente —relacionado con la insolación—durante el periodo 1999-2004 en cada Comunidad, se presentan en la figura 19 los objetivos fotovoltaicos para el año 2010, distribuidos de manera indicativa por Comunidades Autónomas, y que globalmente suponen alcanzar los 400 MWp de potencia instalada acumulada, con una incorporación ampliamente mayoritaria en estos seis años (incremento de 363 MW).

De esta forma, cumpliendo el objetivo único y global de instalar 363 MWp en los próximos 6 años, se podrían alcanzar los 400 MWp de potencia instalada acumulada en el año 2010.

COMUNIDAD AUTÓNOMA	SITUACIÓN ACTUAL 2004 (MWp)	INCREMENTO 2005 – 2010 (MWp)	POTENCIA EN 2010 (MWp)
ANDALUCÍA	7,86	43,38	51,24
ARAGÓN	0,67	16,08	16,75
ASTURIAS	0,34	8,93	9,27
BALEARES	1,33	16,41	17,74
CANARIAS	1,20	16,04	17,24
CANTABRIA	0,07	9,14	9,21
CASTILLA Y LEÓN	2,73	25,60	28,33
CASTILLA - LA MANCHA	1,78	11,64	13,42
CATALUÑA	4,11	52,48	56,59
EXTREMADURA	0,54	12,85	13,39
GALICIA	0,51	23,49	24,00
MADRID	2,38	29,33	31,71
MURCIA	1,03	19,03	20,06
NAVARRA	5,44	14,20	19,64
LA RIOJA	0,15	9,08	9,23
COMUNIDAD VALENCIANA	2,83	31,25	34,08
PAÍS VASCO	2,40	23,70	26,10
NO REGIONALIZABLE	0,77	-	0,77
TOTAL (MW)	**37**	**363**	**400**

FUENTE: IDAE. No regionalizados: 0,869 MW

Figura 19. Objetivos fotovoltaicos para el año 2010. Datos propios

La evolución anual prevista de la nueva potencia a instalar, dentro del periodo 2005 – 2010 y según tipo de instalación, es la siguiente:

	2005 (MW)	2006 (MW)	2007 (MW)	2008 (MW)	2009 (MW)	2010 (MW)	*TOTAL 2005 – 2010 (MW)*
Aislada	1,0	1,5	2,0	2,5	3,5	4,5	***15,0***
P < 100 kW, fija	13,0	19,0	32,0	47,0	47,0	47,0	***205,0***
P < 100 kW, con seguimiento	5,0	6,0	11,0	17,0	28,0	45,0	***112,0***
P> 100 kW	-	-	1,0	5,0	10,0	15,0	***31,0***
TOTAL	***19,0***	***26,5***	***46,0***	***71,5***	***88,5***	***111,5***	***363,0***

FUENTE: Elaboración propia

Figura 20. Evolución anual de la potencia fotovoltaica instalada prevista (MW)

Este crecimiento en la potencia instalada se fundamenta en las medidas expuestas en el Plan para eliminar las barreras existentes en el sector fotovoltaico.

Para esta potencia, la previsión de energía producida cada año por las instalaciones puestas en marcha durante la vigencia de este Plan se muestra en la tabla de la figura 21, según tipo de instalación.

	RATIO ANUAL (kWh/kW)	2005 (MWh)	2006 (MWh)	2007 (MWh)	2008 (MWh)	2009 (MWh)	2010 (MWh)	*TOTAL 2005 - 2010 (MWh)*
Aislada	1.000	1.000	2.500	4.500	7.000	10.500	15.000	***40.500***
P < 100 kW, fija	1.250	16.250	40.000	80.000	138.750	197.500	256.250	***728.750***
P < 100 kW, con seguimiento	1.644	8.222	18.089	36.179	64.135	110.180	184.182	***420.987***
P> 100 kW	3.142	0	0	3.142	18.852	50.272	97.402	***169.668***
TOTAL		***25.472***	***60.589***	***123.821***	***228.737***	***368.452***	***552.834***	***1.359.905***

FUENTE: Elaboración propia

Figura 21. Evolución anual de la energía generada prevista (MW)

3.5.4.2 Emisiones evitadas y generación de empleo

En cuanto a las emisiones evitadas de CO_2, se muestra en la tabla de la figura 22 las toneladas de CO_2 que se dejan de producir en el año 2010, debido a la producción de energía eléctrica por el incremento de potencia fotovoltaica en el periodo 2005 - 2010.

Se toma como referencia una central de Ciclo Combinado de gas para generación eléctrica, con un rendimiento del 54%, que emitiría 372 tCO_2 por cada GWh producido.

	AREA SOLAR FOTOVOLTAICA (tCO_2)
EMISIONES CO_2 EVITADAS INSTALACIONES AISLADAS	5.580
EMISIONES CO2 EVITADAS INSTALACIONES FIJAS Y P < 100 kWp	95.325
EMISIONES CO2 EVITADAS INSTALACIONES CON SEGUIMIENTO Y P< 100 kW	68.515
EMISIONES CO2 EVITADAS INSTALACIONES CON P > 100 kW	36.234
TOTAL EN ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	**205.654**

Figura 22. Emisiones evitadas en 2010 por la generación fotovoltaica (tCO_2)

Para el cálculo del empleo generado se toman los ratios de empleos creados por cada MW instalado que se incluían en el Plan de Fomento de las Energías Renovables 1999-2010, en el capítulo 1, página 22. Estos valores son 82,8 empleos equivalentes (1.800 horas de trabajo anuales, 35 h semanales) por cada MWp, para construcción e instalación y 0,4 empleos equivalentes por cada MWp en las fases de operación y mantenimiento.

Estos datos de empleo se refieren a la generación de empleo para el incremento de potencia en energía solar fotovoltaica durante el periodo 2005-2010.

	AREA SOLAR FOTOVOLTAICA (Hombres - año)
GENERACIÓN DE EMPLEO INSTALACIONES AISLADAS	1.248
GENERACIÓN DE EMPLEO INSTALACIONES FIJAS Y P < 100 kWp	17.056
GENERACIÓN DE EMPLEO INSTALACIONES CON SEGUIMIENTO Y P< 100 kW	9.318
GENERACIÓN DE EMPLEO EN INSTALACIONES CON P > 100 kW	2.579
TOTAL EN ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	**30.202**

Figura 23. Empleos generados en 2005-2010

Es destacable que en el periodo 2005-2010 se prevé la creación de más de 30.000 hombres-año (empleos directos generados a tiempo completo, 1800 h anuales y 35 h semanales). Todo esto supone un gran impacto social, teniendo en cuenta además que el sector fotovoltaico está constituido mayoritariamente por PYMES.

3.5.4.3 Inversiones asociadas

Para cada tipo de instalación se considera un ratio de inversión diferente, que tiene en cuenta las especiales características de distribución de costes de las diferentes tipologías.

Se muestra en la figura 24 la evolución de los ratios de inversión, en euros por cada kW instalado de potencia fotovoltaica. Se considera que los ratios disminuirán un 5% anual desde 2004 hasta 2010, salvo para la tipología de instalaciones aisladas, donde la reducción del ratio se considera de un 2%. Se parte de los ratios de 2004.

	2004 (€/kW)	2005 (€/kW)	2006 (€/kW)	2007 (€/kW)	2008 (€/kW)	2009 (€/kW)	2010 (€/kW)
Aislada	12.000	11.760	11.525	11.294	11.068	10.847	10.630
P < 100 kW, fija	5.700	5.700	5.415	5.144	4.887	4.643	4.411
P < 100 kW, con seguimiento	7.410	7.410	7.040	6.688	6.353	6.035	5.734
P> 100 kW	7.600	7.600	7.220	6.859	6.516	6.190	5.881

Figura 24. Evolución de los ratios de inversión en 2005 - 2010 (€/kW)

Partiendo de estos ratios y de la potencia instalada en el periodo 2005-2010, se obtienen las inversiones asociadas al sector de la industria fotovoltaica. Se muestra en la figura 25.

	2005 (k€)	2006 (k€)	2007 (k€)	2008 (k€)	2009 (k€)	2010 (k€)	TOTAL 2005 - 2010 (k€)
Aislada	11.760	17.287	22.589	27.671	37.965	47.835	**165.107**
P < 100 kW, fija	74.100	102.885	164.616	229.691	218.206	207.296	**996.794**
P < 100 kW, con seguimiento	37.050	42.237	73.563	108.003	168.994	258.017	**687.864**
P> 100 kW	0	0	6.859	32.580	61.902	88.211	**189.552**
TOTAL	**122.910**	**162.409**	**267.627**	**397.945**	**487.067**	**601.359**	**2.039.317**

Figura 25. Inversiones asociadas al sector fotovoltaico en 2005-2010 (miles de €)

3.5.4.4 Ayudas públicas

La todavía escasa rentabilidad de las instalaciones fotovoltaicas hace necesario el apoyo público a la explotación, y solo en el caso de instalaciones aisladas a la inversión, según se detalla en el apartado 3.5.3 de medidas.

El apoyo público que se considera para la explotación son las primas definidas en el Real Decreto 436/2004, y que se propone mantener para conseguir las rentabilidades mínimas necesarias. Se considera un incremento de la tarifa media de referencia del 1,4%.

En la figura 26 se muestran las primas propuestas y su repercusión sobre las instalaciones que se prevé se instalen en el periodo 2005-2010. Difieren en un 50% de las propuestas en el apartado 3.5.3 de medidas, ya que aquí solo se considera el apoyo público. Ese 50% corresponde al valor de la energía en el mercado.

	PRIMA (% de tmr)	2005 (k€)	2006 (k€)	2007 (k€)	2008 (k€)	2009 (k€)	2010 (k€)	TOTAL 2005-2010 (k€)
TMR (c€/kWh)	-	7,3304	7,4330	7,5371	7,6426	7,7496	7,8581	-
Aislada	-	0	0	0	0	0	0	**0**
P < 100 kW, fija	525	6.254	15.609	31.656	55.672	80.354	105.717	**295.262**
P < 100 kW, con seguimiento	525	3.164	7.059	14.316	25.733	44.828	75.985	**171.085**
P> 100 kW	250	0	0	592	3.602	9.740	19.135	**33.069**
TOTAL	-	**9.418**	**22.668**	**46.564**	**85.007**	**134.922**	**200.837**	**499.416**

Figura 26. Apoyo público a la explotación en el periodo 2005-2010 (miles de euros)

Para la inversión solo en instalaciones aisladas. A continuación se muestran los apoyos a la inversión por tipologías de instalaciones en el periodo 2005-2010.

	APOYO (% de inv.)	2005 (k€)	2006 (k€)	2007 (k€)	2008 (k€)	2009 (k€)	2010 (k€)	TOTAL 2005-2010 (k€)
Aislada	22	2.587	3.803	4.969	6.088	8.352	10.523	**36.324**
P < 100 kW, fija	-	4.446						**4.446**
P < 100 kW, con seguimiento	-	1.853						**1.853**
P> 100 kW	-	0						**0**
TOTAL	**-**	**8.886**	**3.803**	**4.969**	**6.088**	**8.352**	**10.523**	**42.623**

Figura 27. Apoyo público a la inversión en el periodo 2005-2010 (miles de euros)

3.5.5. Sector Industrial

El sector industrial fotovoltaico español esta presente en el mercado internacional desde los inicios de la industria fotovoltaica en el mundo. Ha contado siempre con una gran proyección internacional con presencia en todos los continentes, encontrándose entre los primeros fabricantes en el ranking mundial.
Es una industria en pleno proceso de expansión, como demuestra la continua ampliación de la capacidad productiva de los fabricantes de módulos fotovoltaicos en nuevas instalaciones, y la incorporación al mercado español de nuevos fabricantes de módulos que vienen a reforzar el sector con nuevos productos.

La industria fotovoltaica española es la 2ª a nivel europeo, y la 4ª a nivel mundial, cubre el 30% de la producción europea y el 8% de la producción mundial, aunque por capacidad productiva podría cubrir el 13% de la producción mundial.

Es una industria en pleno proceso de expansión, como demuestra la continua ampliación de la capacidad productiva de los fabricantes de módulos fotovoltaicos en nuevas instalaciones, y la incorporación al mercado español de nuevos fabricantes de módulos que vienen a reforzar el sector con nuevos productos. Actualmente la capacidad de producción de módulos fotovoltaicos se sitúa en 92,0 MWp, y la capacidad de producción de células en 97,5 MWp.

No obstante, la gran mayoría de empresas del sector son PYMES, que suponen un total de 386, según los datos en poder de IDAE. Destacan por número las dedicadas a desarrollo de proyectos, que suman 345.

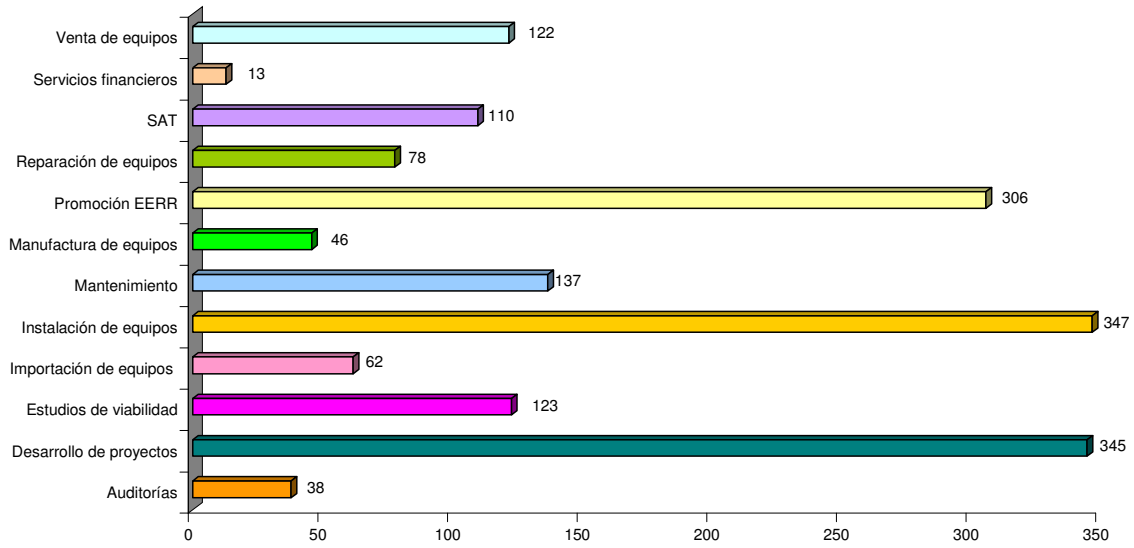
Entre las grandes empresas se encuentra Isofotón, séptima potencia mundial en fabricación de células fotovoltaicas en 2003 con 35,2 MWp, lo que supone un incremento en su producción del 28,7% respecto a 2002.

También destacan las fábricas de BP Solar en Madrid y Atersa en Valencia. BP Solar es a nivel mundial el tercer fabricante de células fotovoltaicas con 69,3 MWp, buena parte de las cuales se producen en su delegación madrileña. Atersa es el tercer productor nacional, produciendo además otros equipos como inversores, baterías y todo tipo de accesorios.

A modo representativo, en la figura 29 se ha incluido un desglose cuantitativo de las empresas implicadas en el sector, en función de las actividades que desarrollan, tales como la

promoción de la energía solar fotovoltaica, la manufactura de equipos, la instalación de equipos, el mantenimiento, etc.

Es frecuente que una empresa que manufacture equipos también se dedique a la venta, e incluso a la instalación y mantenimiento de equipos fotovoltaicos. Igualmente, aquella empresa que realiza estudios de viabilidad suele ofrecer servicios de desarrollo de proyectos y de asistencia técnica. Por esto la suma de todas las empresas por tipos de actividad es muy superior a las 386 de empresas que se estima se dedican al sector fotovoltaico.



NOTA: Una misma empresa puede desarrollar distintos tipos de actividad al mismo tiempo. FUENTE: IDAE

Figura 29. Número de empresas por tipo de actividad en el sector solar fotovoltaico (2004: 386 empresas en total)

Por otro lado según datos de la Asociación de la Industria Fotovoltaica (ASIF) en su informe de octubre de 2004, las cifras de empleos del sector son las que aparecen en la siguiente figura:

EMPLEOS EN 2004			
	DIRECTOS	**INDIRECTOS**	**TOTAL**
Fabricantes: células, módulos	1.485	743	**2.228**
Fabricantes: electrónica, baterías	198	99	**297**
Instaladores	1.000	500	**1.500**
Otros	1.000	500	**1.500**
TOTAL	**3.683**	**1.842**	**5.525**

FUENTE: Informe ASIF 2004

Figura 30. Número de empleos por tipo de actividad en el sector solar fotovoltaico en 2004

3.5.6. Líneas de innovación tecnológica

Durante los últimos años, la industria fotovoltaica española, acompañada por centros de investigación y de apoyo, ha realizado un notable esfuerzo de desarrollo tecnológico, empresarial e industrial.

Su capacidad de adaptación, demostrada ante las oportunidades que primero han surgido en aplicaciones aisladas de la red, y más recientemente en aplicaciones conectadas a red, así como su dinamismo comercial e inversor, han dado lugar a que el sector fotovoltaico español sea altamente competitivo y en una posición de liderazgo a nivel mundial.

Para mantener esta favorable posición y posibilitar la bajada de precios de la energía producida con sistemas fotovoltaicos es necesario avanzar, desde la perspectiva de la innovación, en los siguientes aspectos:

1.- Desarrollo de materia prima

Uno de los obstáculos al que se enfrenta el sector es la falta de materia prima (silicio de grado solar), y la dependencia de agentes externos para su suministro.

Existen diferentes iniciativas en este campo, que buscan por un lado conseguir una mayor independencia del sector nacional, y por otro situarlo en primera línea de la tecnología mundial.

Conseguir el crecimiento de silicio o la fabricación de silicio de grado solar, son dos líneas de investigación y desarrollo que actualmente se están llevando a cabo.

2.- Desarrollo de módulos

En un mercado como es el fotovoltaico, sujeto a posibles evoluciones tecnológicas asociadas a alteraciones sustanciales en el aspecto económico, es necesario mantener el esfuerzo en lo que se refiere a tecnologías de largo y medio plazo, como pueden ser células basadas en nuevos materiales y lámina delgada.

Adicionalmente, y en plazo más corto, la disminución en la aplicación de materias primas y energía, la mejora en la eficiencia de las células y a la optimización de los procesos de producción, en un futuro inmediato tenderá a mantener la reducción de costes que se viene produciendo desde hace unos años. Además, la creciente demanda de estas tecnologías, que lleva a la fabricación a gran escala y al aumento de la competencia, favorecerá esta disminución en los precios.

Igualmente se prevé a corte plazo un elevado desarrollo en los sistemas de concentración, que permitan conseguir niveles de eficiencia sensiblemente más altos, tanto en sistemas estáticos sin seguimiento solar, como en sistemas dinámicos con seguimiento solar en uno o dos ejes y concentración.

En los sistemas por concentración se prevé un fuerte avance en los sistemas de alta concentración mediante lentes de fresnel, que podrían utilizar entre 250 y 1.000 veces menos material. La tecnología de alta concentración adicionalmente presenta como ventajas su potencial de reducción de precios y su independencia en cuanto a materia prima de las tecnologías de silicio.

3.- Desarrollo de componentes y sistemas

Es necesaria la mejora y evolución de los componentes tanto para instalaciones conectadas a red (inversores principalmente) como para instalaciones aisladas de la red.

En los últimos años se viene observando la creciente introducción en el mercado de sistemas de seguimiento solar que favorecen sensiblemente la producción de los equipos y los resultados económicos de los proyectos. Este procedimiento es previsible que se generalice en los próximos años.

4.- Integración

Una mayor presencia de la energía solar fotovoltaica en el entorno urbano y de servicios pasa por conseguir superar la barrera de la integración arquitectónica. El diseño de nuevos productos, las acciones de difusión de la energía solar entre los arquitectos y profesionales de la construcción, y proyectos demostrativos en sector y aplicaciones relevantes son un requerimiento en la situación actual. La integración arquitectónica supone uno de los mayores retos de la energía solar fotovoltaica para los próximos años.

Área de Biomasa

CAPÍTULO 3.6

PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA 2005-2010

3.6. Área de Biomasa

La heterogeneidad es la característica fundamental del área de biomasa, una heterogeneidad que afecta tanto a la descripción de los materiales que pueden ser empleados como combustibles como a los posibles usos energéticos de los mismos, y que hace imposible abordar esta área desde una única perspectiva, pues existen tantas como combinaciones entre tipos de biomasa utilizables y tecnologías para su aprovechamiento energético.

El análisis del área de biomasa desarrollado en este capítulo parte del repaso a la situación europea en el contexto de los objetivos recogidos en el Libro Blanco de las Energías Renovables, para centrarse después en la situación del sector en nuestro país.

Con relación al ámbito nacional, se recoge un estudio pormenorizado de los diferentes tipos de recurso de biomasa, abordando su problemática específica e identificando zonas y medidas prioritarias de actuación para su aprovechamiento energético, y junto a él un recorrido por los aspectos tecnológicos, normativos, medioambientales y económicos más relevantes ligados al uso energético de la biomasa. Dentro de los primeros se hace especial hincapié en la necesidad de realizar una adecuación de la biomasa al uso energético, así como en los bajos rendimientos de transformación asociados tradicionalmente a los equipos empleados. En cuanto a los aspectos ambientales se destaca el balance neutro de CO_2 de los proyectos de aprovechamiento energético de la biomasa, y por último, en los económicos, la incidencia de la aprobación del RD 436/2004, de 12 de marzo, por su efecto en la rentabilidad económica de los proyectos de generación eléctrica con biomasa.

Los últimos apartados de este capítulo los ocupan un análisis de las principales barreras que se oponen al desarrollo de este tipo de aplicaciones, un conjunto de medidas para superar aquellas a corto y medio plazo, los objetivos energéticos en el periodo 2005-2010, un acercamiento a la estructura del sector industrial nacional y, por último, un repaso a las necesidades del sector en el ámbito de la I+D, de vital importancia para que esta área tenga un desarrollo consistente en los próximos años.

3.6.1. Situación en la Unión Europea

Conseguir un crecimiento sustancial de las fuentes de energía renovables en el ámbito de la Unión Europea fue el motivo que llevó, en el marco de la política energética comunitaria, a la elaboración en el año 1997 del Libro Blanco para una Estrategia Común y un Plan de Acción para las Energías Renovables, por parte de la Comisión de las Comunidades Europeas.

Este documento planteaba un ambicioso objetivo general, consistente en la aportación de las fuentes de energía renovables en un porcentaje del **12% de la energía primaria demandada en el conjunto de la Unión Europea en el año 2010**.

En lo que respecta al uso energético de la biomasa en aplicaciones térmicas o eléctricas, el objetivo establecido para 2010 fue el de incrementar la participación de la biomasa en el consumo energético de la Unión en 57 millones de tep, repartidos en 30 millones de tep procedentes de biomasa residual y el resto de cultivos energéticos.

Como puede observarse en la figura 1, a finales del año 2003, el consumo de biomasa en la Unión Europea, medido en términos de energía primaria, alcanzó los 43 Mtep en la UE-15, con un crecimiento del 6,1 % sobre los datos del 2002. La evolución de este consumo, no obstante, es muy heterogénea dependiendo del país de que se trate, y en cualquier caso marca una tendencia que haría imposible cumplir con los objetivos globales enunciados en el Libro Blanco.

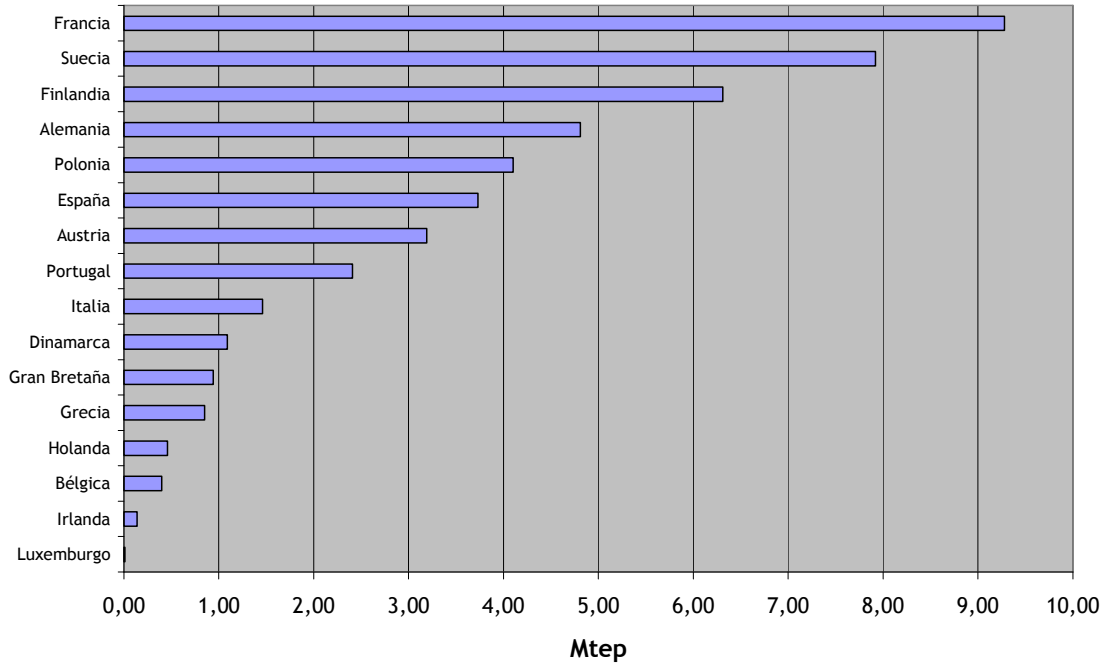


Figura 1. Consumo de biomasa en la Unión Europea, a 31/12/2003 (EurObserv'ER). Corresponde a la UE-15, incluyendo por su relevancia el dato de consumo de Polonia

3.6.2. Análisis del Área de la Biomasa

Tomando como punto de partida el objetivo energético recogido en el Libro Blanco de la Comisión Europea, y a partir del compromiso asumido en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, se elaboró el Plan de Fomento de las Energías Renovables, que fue aprobado por el Consejo de Ministros el 30 de diciembre de 1999, y en el que se definió el objetivo de desarrollo de cada área de energía renovable para cubrir, entre todas, al menos el 12% del consumo nacional en términos de energía primaria en 2010.

Dentro del área de biomasa el objetivo de desarrollo durante el periodo 1999-2010 se estableció en 6.000.000 tep, repartidos en 5.100.000 tep asociados a aplicaciones eléctricas y 900.000 tep en aplicaciones térmicas, tanto en el ámbito doméstico como industrial.

3.6.2.1. Situación Actual

El consumo de biomasa en España ascendió, a finales de 2004, hasta 4.167 ktep. En la tabla siguiente se observa que los sectores de mayor consumo en nuestro país son el doméstico, con casi la mitad del total, seguido de los de pasta y papel, madera, muebles y corcho, y alimentación, bebidas y tabaco. Entre los cuatro abarcan casi el 90% del total.

Consumo de biomasa en España desagregado por sectores (2004)

SECTOR	TEP	%
Doméstico	2.056.508	49,4%
Pasta y papel	734.851	17,6%
Madera, muebles y corcho	487.539	11,7%
Alimentación, bebidas y tabaco	337.998	8,1%
Cantrales de energía eléctrica (no CHP)	254.876	6,1%
Cerámica, cemento y yesos	129.013	3,1%
Otras actividades industriales	57.135	1,4%
Hostelería	30.408	0,7%
Agrícola y ganadero	21.407	0,5%
Servicios	19.634	0,5%
Productos químicos	16.772	0,4%
Captación, depuración y distribución de agua	15.642	0,4%
Textil y cuero	5.252	0,1%
TOTAL	4.167.035	

Por Comunidades Autónomas son Andalucía, Galicia y Castilla y León las que registran un mayor consumo, hecho en el que influyen factores diversos, como la presencia de empresas consumidoras de grandes cantidades de biomasa (por ejemplo, del sector de celulosas), la existencia de un sector forestal desarrollado, o una estructura poblacional donde prime el diseminado, que se relaciona con un mayor consumo en el ámbito doméstico. En la figura 2 se refleja el consumo por Comunidades Autónomas a finales de 2004.

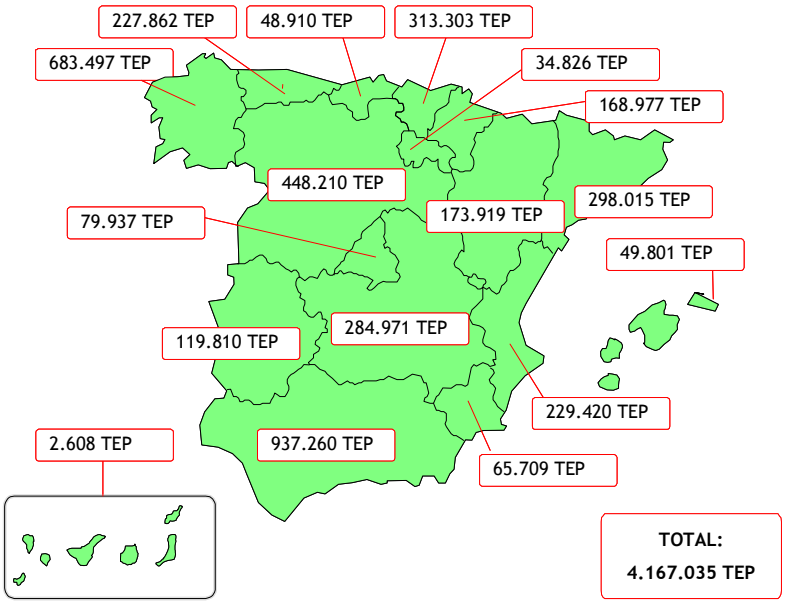


Figura 2. Consumo de biomasa en España, desglosado por Comunidades Autónomas, a 31/12/2004 (IDAE)

La evolución del consumo de biomasa a partir del año de referencia del Plan de Fomento (1998) muestra un crecimiento en términos cuantitativos hasta finales de 2004 de 538 ktep, concentrados fundamentalmente en la aplicación eléctrica. Sin embargo, estos datos resultan insuficientes comparados con el objetivo de crecimiento previsto en el Plan, que prevé llegar a los 9.568 ktep en 2010. Tomando como referencia este objetivo, el crecimiento del área durante el periodo 1999-2004 supone tan sólo un 9,0 % del objetivo.

	Años						
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2010 Objetivo
Aplicación eléctrica	227	236	302	516	644	680	5.311
Aplicación térmica	3.435	3.454	3.462	3.466	3.478	3.487	4.318
TOTAL	**3.663**	**3.691**	**3.764**	**3.982**	**4.122**	**4.167**	**9.629**

La tendencia apuntada en la tabla anterior puede verse con mayor claridad en la figura 3. En cualquier caso, debe tenerse en cuenta que estos datos se pueden ver afectados por el estudio de la evolución del consumo de biomasa para fines térmicos, pues es más que probable que en este periodo se hayan producido cambios de uso de la biomasa hacia aplicaciones eléctricas, cambios que no supondrían adición de energía primaria al balance total de la biomasa.

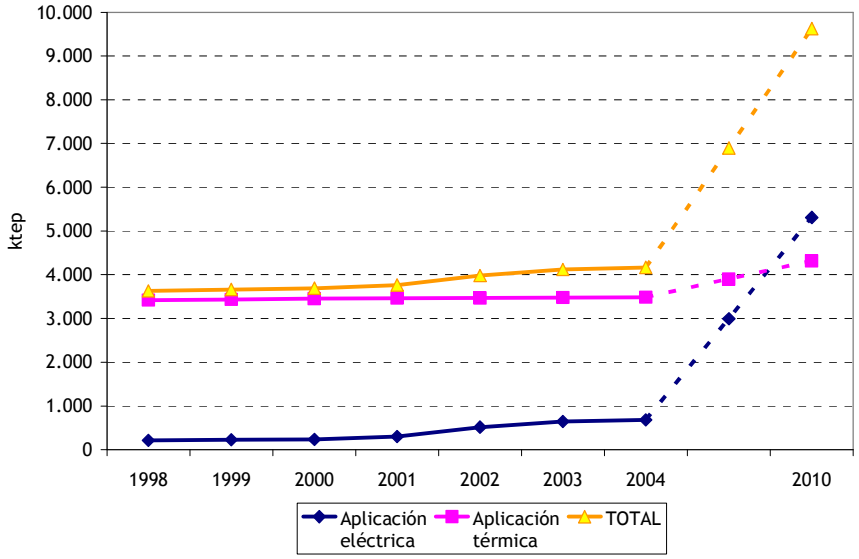


Figura 3. Evolución del consumo de biomasa y previsiones según el Plan de Fomento (IDAE)

Un análisis diferenciado por tipo de aplicación revela que el objetivo marcado en su día por el Plan de Fomento de incrementar la aportación de los **usos térmicos** en 900.000 tep durante el periodo 1999-2010 está lejos de cumplirse, pues tan sólo se han alcanzado 69.446 tep, lo que supone un ritmo de crecimiento de 11.574 tep/año en lugar de los 75.000 tep/año que serían necesarios. La evolución de esta aplicación desde 1999 se puede ver en la figura 4, donde se aprecia una evolución oscilante en su crecimiento.

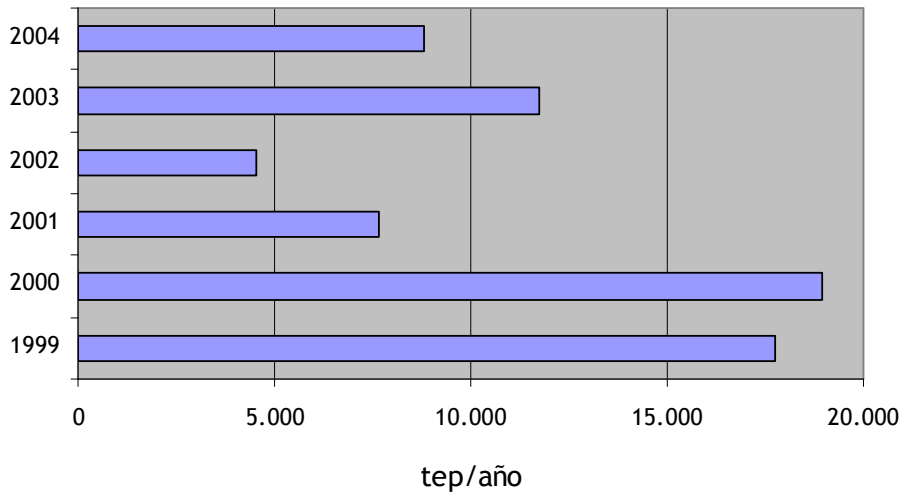


Figura 4. Evolución del uso térmico de la biomasa durante el periodo de vigencia del Plan de Fomento (IDAE)

Por último, y respecto al tipo de recurso empleado en estos proyectos, destaca la presencia de un buen número de proyectos relativos a estufas y calderas domésticas que son abastecidas a partir de residuos forestales, si bien por su relevancia en términos energéticos los proyectos más relevantes son los que emplean como materia prima los residuos de origen industrial, tanto de industrias forestales como agrícolas. Esta información se encuentra recogida en el cuadro que se muestra a continuación.

Biomasa térmica: proyectos en explotación (1999-2004)

	Número de proyectos	Energía primaria (tep)
Residuos forestales	147	3.898
Residuos agrícolas leñosos	0	0
Residuos agrícolas herbáceos	1	3.303
Residuos de industrias forestales	113	40.368
Residuos de industrias agrícolas	26	21.877
Cultivos energéticos	0	0
TOTAL	**287**	**69.446**

En lo que respecta a las **aplicaciones eléctricas** de la biomasa el balance es incluso más pesimista. Los 5.100.000 tep de incremento en el horizonte de 2010 suponían un crecimiento medio anual de 425.000 tep/año, aunque la realidad muestra que durante el periodo 1999-2004 sólo se ha alcanzado un incremento total de 468.856 tep, lo que arroja una media anual de 78.143 tep/año. La evolución de esta aplicación desde 1999 se puede ver en la figura 5.

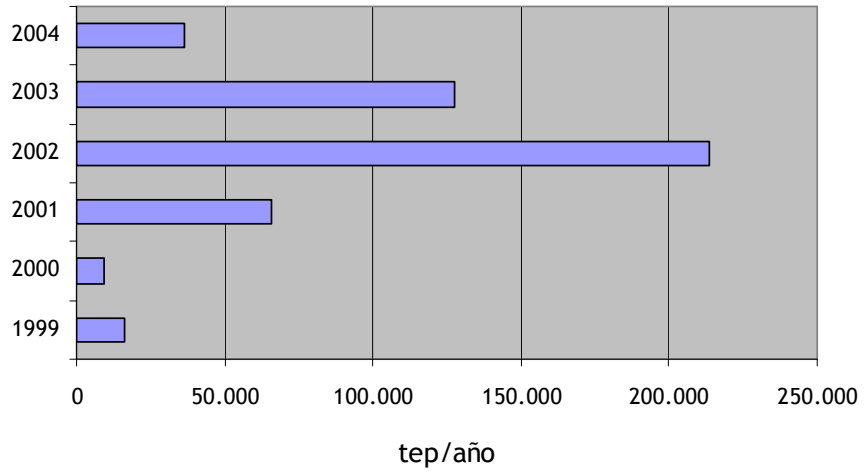


Figura 5. Evolución del uso eléctrico de la biomasa en términos de energía primaria durante el periodo de vigencia del Plan de Fomento (IDAE)

La misma evolución aparece reflejada en la figura 6 en términos de potencia instalada.

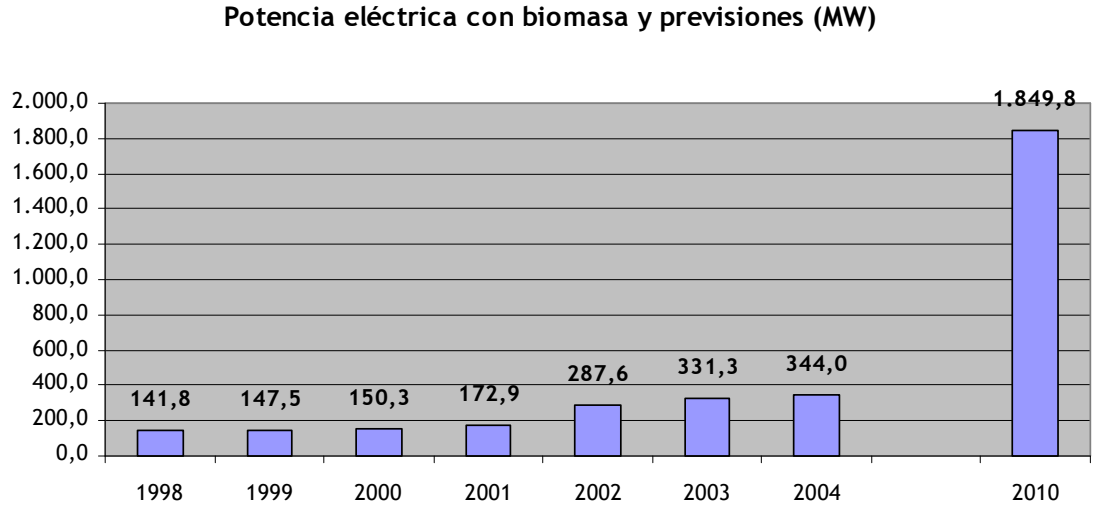


Figura 6. Evolución del uso eléctrico de la biomasa medida en potencia instalada durante el periodo de vigencia del Plan de Fomento (IDAE)

Por último, y respecto al tipo de recurso empleado en estos proyectos, al igual que en el caso de la aplicación térmica son los residuos de industrias forestales y agrícolas los más empleados, si bien existen proyectos puntuales en otras áreas. El detalle de esta información se recoge en el cuadro siguiente.

Biomasa eléctrica: proyectos en explotación (1999-2004)

	Número de proyectos	Energía primaria (tep)
Residuos forestales	2	5.773
Residuos agrícolas leñosos	0	0
Residuos agrícolas herbáceos	1	55.500
Residuos de industrias forestales	8	166.578
Residuos de industrias agrícolas	11	241.005
Cultivos energéticos	0	0
TOTAL	**22**	**468.856**

Globalmente considerada, el área de biomasa se ha visto lastrada en el cumplimiento de los objetivos del Plan de Fomento por los escasos resultados de la utilización de residuos agrícolas y cultivos energéticos. Como ya ha quedado señalado en párrafos anteriores, los magros progresos realizados se han hecho sobre la base de la utilización de residuos de procedencia industrial. Fuera de ahí sólo ha quedado espacio para proyectos muy puntuales y para instalaciones de muy reducida capacidad. El detalle de esta información se encuentra recogida a continuación.

Biomasa: proyectos puestos en explotación durante el periodo 1999-2004

	Número de proyectos	Energía primaria (tep)	Objetivo Plan 2010 (tep)	Grado de cumplimiento del objetivo (%)
Residuos forestales	149	9.671	450.000	2,1%
Residuos agrícolas leñosos	0	0	350.000	0,0%
Residuos agrícolas herbáceos	2	58.803	1.350.000	4,4%
Residuos de industrias forestales	121	206.946	250.000	82,8%
Residuos de industrias agrícolas	37	262.882	250.000	105,2%
Cultivos energéticos	0	0	3.350.000	0,0%
TOTAL	**309**	**538.302**	**6.000.000**	**9,0%**

3.6.2.2. Análisis del recurso

A finales de 2004 el consumo de biomasa en España alcanzó los 4.167 ktep, distribuidos prácticamente a partes iguales entre el sector doméstico y el industrial.

Un análisis somero del consumo de biomasa por tipo de recurso empleado como combustible revela una gran utilización de los residuos de industrias forestales y agrícolas con relación a otros tipos de recurso como los residuos forestales, agrícolas, o los cultivos energéticos, todavía inéditos en nuestro país. Esta heterogeneidad es, para el área de biomasa, tanto una característica fundamental como una fuente de problemas para su desarrollo, hasta el punto de que es imposible entender este sector sin detenerse en las peculiaridades de cada tipo de recurso. A continuación se recoge una relación de los principales recursos existentes:

a) *Residuos forestales*

Caracterización: son los residuos procedentes de los tratamientos y aprovechamientos de las masas vegetales para la defensa y mejora de éstas, obtenidos tras las operaciones de corta, saca y transporte a pista

La mecanización de los trabajos para el aprovechamiento de los residuos forestales es complicada. Puede plantearse su transformación mediante astillado para mejorar las condiciones económicas del transporte de la biomasa, obteniendo un producto manejable y de granulometría homogénea. Existe maquinaria en el mercado aunque en muchos casos no se consigue la viabilidad económica que permita su aprovechamiento. En los últimos años se han desarrollado tecnologías de compactación en monte con nuevos equipos que incorporan prensas a fin de incrementar la densidad del material para su transporte.

La obtención de residuos forestales implica una serie de operaciones de limpieza, astillado y transporte, que superan sensiblemente los precios que el uso energético puede pagar, pero cuya realización constituye el origen de la existencia de este recurso y que se justifican desde el punto de vista medioambiental.

Problemática:

- Disponibilidad del recurso en cantidad, calidad y precio

De acuerdo con las características de los aprovechamientos forestales y las actuaciones de limpieza de los montes, es difícil asegurar una producción estable de grandes cantidades de biomasa para una zona establecida. Asimismo, la heterogeneidad de los residuos obtenidos en algunas actuaciones forestales no permite establecer un producto final homogéneo para todo el periodo de explotación de las plantas de generación energética. Por otro lado, es necesario disponer de forma sostenida en el tiempo de recursos económicos para mejora de la masa forestal y prevención de incendios, manteniendo la continuidad que precisan las inversiones energéticas. Esto hace que se dependa de los distintos organismos implicados en la asignación de estos recursos económicos.

- Existencia en algunos casos de un uso alternativo

Los residuos forestales tienen otros aprovechamientos tanto tradicionales como industriales. El uso de leñas en algunos montes o la venta de astillas a fábricas de tableros o a la industria papelera limitan los recursos existentes en algunos montes, especialmente aquellos cuya viabilidad económica es mayor.

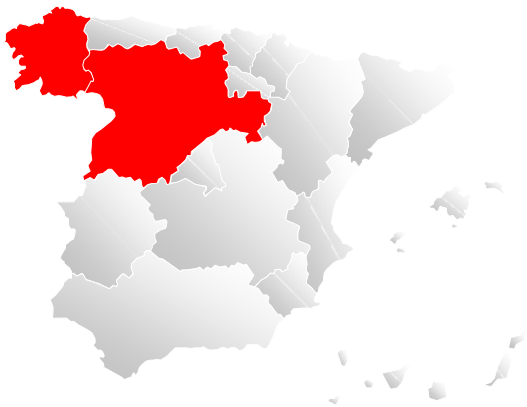
- Ausencia de pretratamientos de adecuación del recurso

Los residuos forestales quedan depositados en el monte tal y como son generados en las actividades propias del sector forestal. Esto implica una gran heterogeneidad tanto física como en su composición. Existen alternativas para homogeneizar el recurso o, en su caso, facilitar su transporte. Estas alternativas son el astillado y la compactación aunque en muchos casos son necesarias actividades de demostración que garanticen la viabilidad de estas prácticas.

Zonas prioritarias de actuación:

De acuerdo con los estudios realizados sobre potencial de recursos de residuos forestales para biomasa se han localizado dos Comunidades Autónomas como zonas prioritarias de actuación. Estas zonas destacan sobre las demás debido a las características específicas de su sector forestal. Estas dos Comunidades son Castilla y León y Galicia. En ellas la

existencia de un porcentaje elevado de superficie forestal con una gran actividad del sector de la madera, permite establecer una mayor viabilidad de los proyectos de aprovechamiento de la biomasa. Entre las dos superan el 40 % del potencial nacional de biomasa procedente de residuos forestales, alcanzando unas cifras superiores a las 580.000 tep/año de recursos existentes.



Comunidad	Res. Forestales (tep)	Porcentaje	Recursos existentes (tep)	Recursos existentes (t)
Andalucía	124.380	9,1%	0	0
Aragón	98.058	7,1%	0	0
Asturias	34.238	2,5%	0	0
Baleares	0	0,0%	0	0
Canarias	0	0,0%	0	0
Cantabria	25.823	1,9%	0	0
Castilla-La Mancha	113.156	8,2%	0	0
Castilla-León	367.668	26,8%	367.668	1.050.480
Cataluña	92.340	6,7%	0	0
Com. Valenciana	54.851	4,0%	0	0
Extremadura	134.338	9,8%	0	0
Galicia	220.461	16,1%	220.461	629.889
La Rioja	12.454	0,9%	0	0
Madrid	12.991	0,9%	0	0
Navarra	19.302	1,4%	0	0
País Vasco	34.239	2,5%	0	0
Región de Murcia	29.129	2,1%	0	0
TOTAL	1.373.428		588.129	1.680.369

b) Residuos agrícolas leñosos

Caracterización: son los procedentes de las podas de olivos, frutales y viñedos

Estos residuos tienen un marcado carácter estacional derivado del tipo de cultivo de donde provienen. Igual que en el caso de residuos forestales es necesario realizar tratamientos de la biomasa como el astillado o la compactación que homogenicen y disminuyan los costes derivados de su transporte.

Problemática:

- Disponibilidad del recurso en cantidad, calidad y precio

De acuerdo con las características de la producción de estos residuos, es necesaria una gran labor de logística de suministro de las plantas, ya que su carácter estacional obliga a la existencia de centros de acopio de biomasa. Asimismo, la heterogeneidad de los residuos obtenidos en algunos cultivos no permite establecer un producto final

homogéneo para todo el periodo de explotación de las plantas de generación energética. En este caso existen normativas cada vez más restrictivas sobre la permanencia de estos residuos en los cultivos o sobre su quema en el campo. Ello obliga a buscar soluciones alternativas como es su aprovechamiento energético.

- Dispersión y pequeña escala de las explotaciones agrícolas generadoras del recurso

La dispersión de estos residuos y la pequeña escala de la mayoría de las explotaciones también son problemas a tener en cuenta, ya que dificultan la logística de aprovisionamiento y obligan a establecer contactos con un gran número de productores.

- Ausencia de pretratamientos de adecuación del recurso

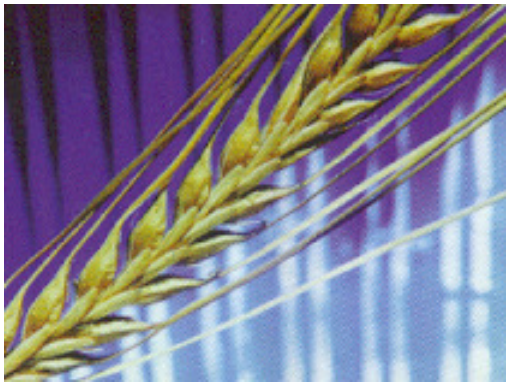
Estos residuos son generados durante las actividades propias de los cultivos de origen. Ello implica una gran dispersión tanto física como en el tiempo. Existen alternativas para homogeneizar el recurso o, en su caso, facilitar su transporte. Estas alternativas son el astillado y la compactación aunque en muchos casos son necesarias actividades de demostración que garanticen la viabilidad de estas prácticas.

Zonas prioritarias de actuación:

Una vez analizados los estudios de potencial de recursos procedentes de residuos agrícolas leñosos se ha definido una serie de Comunidades Autónomas como zonas prioritarias de actuación. Estas zonas destacan sobre las demás debido a su alto potencial de producción de especies leñosas dentro del sector agrícola. Las zonas prioritarias se enmarcan en las Comunidades de Cataluña, Valencia, Castilla La Mancha y Andalucía. En ellas destaca el alto porcentaje de superficie destinado a cultivos leñosos en comparación con el resto de España. Estas Comunidades generan cerca del 68 % del potencial nacional de biomasa procedente de residuos agrícolas leñosos, con una producción potencial que supera las 1.950.000 tep/año.

Comunidad	Res. Agr. Leñosos (tep)	Porcentaje	Recursos existentes (tep)	Recursos existentes (t)
Andalucía	266.740	26,6%	266.740	762.114
Aragón	84.930	8,5%	0	0
Asturias	2.470	0,2%	0	0
Baleares	13.240	1,3%	0	0
Canarias	3.020	0,3%	0	0
Cantabria	0	0,0%	0	0
Castilla-La Mancha	145.510	14,5%	145.510	415.743
Castilla-León	22.850	2,3%	0	0
Cataluña	129.170	12,9%	129.170	369.057
Com. Valenciana	145.160	14,5%	145.160	414.743
Extremadura	64.790	6,5%	0	0
Galicia	6.240	0,6%	0	0
La Rioja	31.310	3,1%	0	0
Madrid	7.410	0,7%	0	0
Navarra	11.530	1,1%	0	0
País Vasco	3.240	0,3%	0	0
Región de Murcia	66.360	6,6%	0	0
TOTAL	1.003.970		686.580	1.961.657

c) Residuos agrícolas herbáceos



Caracterización: son principalmente pajas de cereal y cañote de maíz

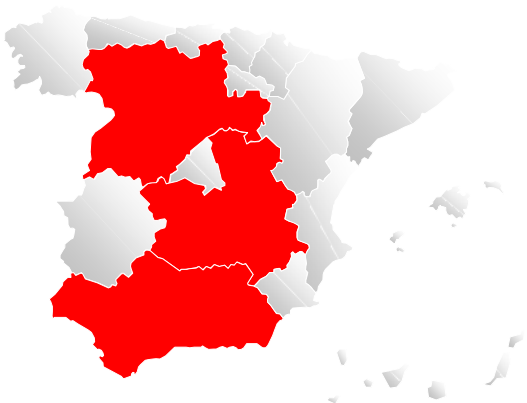
Problemática:

- Disponibilidad del recurso en cantidad, calidad y precio

La generación de estos residuos también es estacional, coincidiendo con los periodos de cosecha de los distintos productos agroalimentarios. Esto, unido a las variaciones anuales de la producción agrícola, dificulta la estabilidad en el suministro de las plantas de generación de energía. Además, la variación en la producción también da lugar a variaciones en los precios de estos residuos, marcados por los mercados alternativos existentes.

Zonas prioritarias de actuación:

Las principales zonas de producción agrícola herbácea en España se sitúan en las Comunidades Autónomas de Castilla y León, Castilla La Mancha y Andalucía. Una vez analizados los estudios de potencial de recursos procedentes de residuos agrícolas herbáceos se han definido estas Comunidades Autónomas como zonas prioritarias de actuación. En estas Comunidades se genera más del 65 % del potencial nacional de biomasa procedente de residuos agrícolas herbáceos, con una producción potencial en torno a las 5.200.000 tep/año.



Comunidad	Res. Agr. Herbáceos (tep)	Porcentaje	Recursos existentes (tep)	Recursos existentes (t)
Andalucía	1.152.960	14,7%	1.152.960	3.294.171
Aragón	730.930	9,3%	0	0
Asturias	2.180	0,0%	0	0
Baleares	21.880	0,3%	0	0
Canarias	2.030	0,0%	0	0
Cantabria	1.830	0,0%	0	0
Castilla-La Mancha	1.188.480	15,1%	1.188.480	3.395.657
Castilla-León	2.863.020	36,4%	2.863.020	8.180.057
Cataluña	605.670	7,7%	0	0
Com. Valenciana	97.490	1,2%	0	0
Extremadura	380.510	4,8%	0	0
Galicia	181.380	2,3%	0	0
La Rioja	97.830	1,2%	0	0
Madrid	101.100	1,3%	0	0
Navarra	331.110	4,2%	0	0
País Vasco	92.170	1,2%	0	0
Región de Murcia	15.460	0,2%	0	0
TOTAL	7.866.030		5.204.460	14.869.886

d) Residuos de industrias forestales y agrícolas

Caracterización: los residuos de industrias forestales se producen en las industrias de primera y segunda transformación de la madera; los residuos de industrias agrícolas proceden de la actividad de industrias como la del aceite de oliva, conservera, de frutos secos, etc.

Los residuos de industrias forestales forman un conjunto de materiales heterogéneos entre los que se encuentran las astillas, cortezas, serrín, recortes, cilindros, finos y otros. Su tratamiento y manejo se realiza en los propios establecimientos industriales donde se originan existiendo equipos adecuados para ello. Su grado de aprovechamiento es alto, aunque las variaciones en su producción pueden impedir algunas de sus aplicaciones energéticas. Además, su disponibilidad está condicionada por la actividad industrial que los genera.

Los residuos de industrias agrícolas tienen un origen muy variado destacando los procedentes del sector productor de aceite de oliva. Existe otro conjunto de materiales de alto grado de humedad y suelen utilizarse en alimentación animal. También son destacables los obtenidos en la producción de frutos secos.

Problemática:

- Disponibilidad limitada del recurso

En general estos residuos están condicionados a la actividad industrial que los genera. Este tipo de actividad es, en muchos casos, estacional lo que obliga a una logística de recogida más complicada para el abastecimiento de plantas de generación eléctrica. Por otro lado las fluctuaciones en la producción de las industrias del sector agroforestal impiden una estimación a largo plazo de los recursos anuales disponibles para una planta.

- Ausencia de pretratamientos de adecuación del recurso

Aunque algunas industrias del sector forestal tienen los equipos adecuados para el tratamiento de los residuos, en la mayoría de los casos, especialmente en el sector agrícola, no existen los equipos adecuados. Esto obliga a realizar inversiones en este sentido que disminuyen la viabilidad de los proyectos.

Zonas prioritarias de actuación:

Dada la importancia de la industria generadora de aceite de oliva de España, siendo el primer productor a nivel mundial y considerando la calidad de los residuos generados en este sector, se ha establecido como zona prioritaria aquella donde se concentra la mayoría de la producción. Esta zona coincide con la Comunidad Autónoma de Andalucía, en concreto la provincia de Jaén. De hecho, en esta Comunidad Autónoma se sitúa en torno al 37 % de los recursos potenciales de residuos de industria agroforestales, ascendiendo hasta 1.084.160 tep/año.

Comunidad	Res. Industriales potenciales (tep)	Res. Industriales utilizados (tep)
Andalucía	1.084.160	517.148
Aragón	103.621	46.449
Asturias	79.230	97.162
Baleares	26.240	6.993
Canarias	32.251	0
Cantabria	14.247	10.381
Castilla-La Mancha	156.235	121.757
Castilla-León	125.511	117.732
Cataluña	247.198	238.924
Com. Valenciana	199.224	86.832
Extremadura	69.047	20.078
Galicia	366.138	161.044
La Rioja	14.206	15.788
Madrid	59.894	11.749
Navarra	107.090	65.927
País Vasco	226.654	145.957
Región de Murcia	38.053	21.079
TOTAL	**2.949.000**	**1.685.000**

Nota: La estimación de residuos industriales potenciales se ha realizado teniendo en cuenta los datos del Plan de Fomento de las Energías Renovables, que sólo evaluó las industrias asociadas a la producción de aceite y las industrias forestales. Ello implica que el potencial real de residuos industriales es superior al indicado en esta tabla.

e) Cultivos energéticos

Caracterización: son cultivos destinados específicamente a la producción de materiales combustibles. En España son básicamente el cardo, el sorgo y la colza etíope

Este tipo de cultivos puede ser herbáceo o leñoso, constituyendo una alternativa a los cereales extensivos. La principales características de estos cultivos son su alta productividad, el requerimiento de maquinaria de uso agrícola común, el hecho de que no contribuyan de manera

sensible a la degradación del suelo, presentar un balance energético positivo y la posibilidad de recuperar fácilmente las tierras después de finalizado el cultivo energético.

Además de los cultivos ya mencionados también puede incluirse el uso de otros cultivos leñosos como los chopos, aunque estos están limitados a las zonas de regadío. En zonas de secano puede tenerse en cuenta el uso de eucaliptos como cultivo energético variando la especie según la región donde se sitúe el cultivo.

Problemática:

- Necesidad de un marco legislativo y de ayudas

Debido a la falta de experiencia en este campo es necesario establecer un marco legal y un sistema de apoyos que den seguridad a los agricultores a la hora de cambiar su actividad tradicional a la producción de cultivos energéticos.

- Altos costes que comprometen la rentabilidad de su cultivo

Dada la falta de sistemas convencionales para el cultivo y aprovechamiento energético de estos materiales es necesario establecer unas ayudas cuya cuantía compense los costes derivados del desarrollo de nuevos equipos y los sobrecostes del cultivo y recogida.

- Actividad en fase de demostración

La falta de experiencias y proyectos en explotación da lugar a incertidumbres a la hora de realizar las grandes inversiones asociadas a los proyectos de aprovechamiento de cultivos energéticos. Por ello es necesaria la realización de proyectos piloto que sirvan de demostración para los futuros inversores.

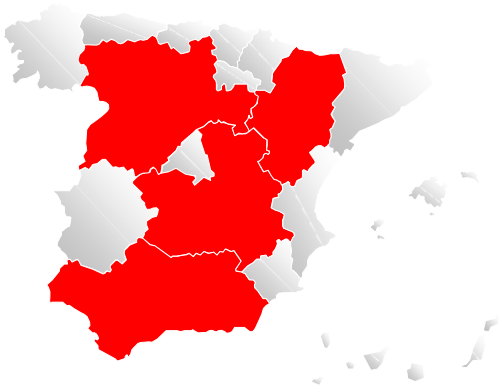
A su vez es necesaria la búsqueda de nuevas especies y la selección genética que permita mayores producciones por hectárea para la reducción de los costes unitarios del cultivo.

- Desde el punto de vista de la aplicación energética, su precio y el volumen de inversión asociado

Los costes asociados al cultivo y recolección de estas especies siguen siendo demasiado altos para asumirse como costes de materia prima en plantas de generación eléctrica. Además el coste de inversión asociado a las centrales termoeléctricas con cultivos energéticos también es muy superior al existente en los equipos convencionales. Todo ello disminuye la viabilidad económica de los proyectos hasta el punto de no ser rentables para los inversores.

Zonas prioritarias de actuación:

Se han considerado como zonas prioritarias de actuación aquellas donde la superficie agrícola destinada a cultivos supone un porcentaje importante del total de territorio regional. Estas zonas engloban las Comunidades Autónomas de Andalucía, Castilla La Mancha, Castilla y León, y Aragón. Estas cuatro Comunidades reúnen el 80 % del potencial de recursos de producción con cultivos energéticos, superando los 4.600.000 tep/año.



Comunidad	Cultivos energéticos (tep)	Porcentaje	Recursos existentes (tep)	Recursos existentes (t)
Andalucía	1.061.828	18,4%	1.061.828	2.949.522
Aragón	716.299	12,4%	716.299	1.989.719
Asturias	0	0,0%	0	0
Baleares	0	0,0%	0	0
Canarias	0	0,0%	0	0
Cantabria	0	0,0%	0	0
Castilla-La Mancha	1.130.223	19,6%	1.130.223	3.139.508
Castilla-León	1.700.445	29,5%	1.700.445	4.723.458
Cataluña	277.007	4,8%	0	0
Com. Valenciana	0	0,0%	0	0
Extremadura	383.940	6,7%	0	0
Galicia	0	0,0%	0	0
La Rioja	23.118	0,4%	0	0
Madrid	96.940	1,7%	0	0
Navarra	194.959	3,4%	0	0
País Vasco	55.591	1,0%	0	0
Región de Murcia	128.213	2,2%	0	0
TOTAL	5.768.563		4.608.795	12.802.208

De acuerdo con lo recogido en las páginas anteriores, la disponibilidad de biomasa en cantidad, calidad y precio es un problema común a la realización de cualquier proyecto de uso energético de la misma, problema que es consecuencia de la práctica inexistencia de un mercado del recurso de biomasa. Construirlo supone la necesidad de fomentar la constitución de **sociedades que resuelvan el problema de logística y adecuación** al uso energético, así como de disponer de los **mecanismos contractuales** que permitan establecer relaciones estables, reguladas y a largo plazo entre suministrador y transformador de la biomasa.

3.6.2.3. Aspectos Tecnológicos

En este punto conviene distinguir muy claramente la problemática ligada a la **gestión del recurso** de la relacionada con su transformación energética. En el primero de estos ámbitos los aspectos más relevantes son los ligados a la recogida del recurso y a la adecuación de sus características de granulometría, densidad y humedad para el uso energético, unidos a la logística de suministro a los centros de consumo.

Estos aspectos, con ser comunes a todos los tipos de biomasa, presentan particularidades según el recurso de que se trate, las cuales son comentadas a continuación:

- ✓ **Recogida del recurso**

  Su deseable mecanización es particularmente complicada en el caso de los residuos forestales por las especiales características de las masas forestales españolas, lo que hace que estos trabajos sean intensivos en mano de obra y está en la raíz de los altos precios asociados a la adquisición de este tipo de residuos. Por su parte, el desarrollo de cultivos energéticos requiere en muchos casos del diseño y construcción de maquinaria adaptada para la recogida del recurso, por ser insuficiente la empleada actualmente en labores agrícolas.

- ✓ **Adecuación del recurso a la aplicación energética**

Se trata de un aspecto fundamental para asegurar un desarrollo fiable de los proyectos de valorización energética, que sin embargo está ausente de la mayor parte de los mismos en la actualidad por motivos económicos. Por adecuación del recurso se entiende la disponibilidad del mismo con unas características de humedad, densidad y granulometría que sean óptimas para la aplicación energética, lo que requiere de actuaciones diferentes dependiendo del tipo de biomasa de que se trate. Así, en el caso de los residuos forestales, residuos de industrias forestales, residuos agrícolas leñosos y cultivos energéticos leñosos estas tareas se centran en labores de astillado y compactación empleando maquinaria existente, mientras que para residuos agrícolas herbáceos serían interesantes en algunos casos las de compactación, a las que se sumaría en el caso de los cultivos energéticos herbáceos las de triturado de los mismos.

- ✓ **Logística de suministro**

  Crear canales de comercialización de biomasa que permitan a los centros consumidores disponer del recurso con regularidad, calidad y a un precio aceptable es uno de los mayores retos a los que se enfrenta el desarrollo del sector en la actualidad, y afecta a todos los tipos de recurso, por cuanto sólo en casos muy contados se podría hablar de la existencia de un mercado de biomasa. La superación de la situación actual requiere de la constitución de centros de distribución de la biomasa, una figura novedosa en el panorama actual, y de la implementación de contratos de suministro a largo plazo entre suministradores y consumidores de biomasa.

Precisamente asegurar la logística de suministro es siempre el primer problema que debe enfrentar el desarrollo de un proyecto de aprovechamiento energético de la biomasa. En la fase de **transformación** energética, y respecto a las tecnologías convencionales de transformación, el empleo de la biomasa para usos térmicos, enfrentado en la actualidad a la competencia con otros combustibles, y en especial con el gas natural, tiene en los sobrecostes de los equipos y en los menores rendimientos de transformación sus principales inconvenientes, a los que se añaden las necesidades relativas al almacenamiento, manejo y atención de las instalaciones. El problema de los bajos rendimientos es común a la aplicación eléctrica tradicional, basada en un esquema de caldera-turbina con ciclo de vapor, que además se caracteriza por precisar altos niveles de inversión para pequeños rangos de potencia, rangos en los que se concentran las posibilidades de desarrollar proyectos habida cuenta del problema de la disponibilidad de biomasa.

Una posible solución a los problemas planteados por la aplicación eléctrica convencional la constituye el desarrollo de la tecnología de gasificación de la biomasa ligada a la combustión del gas producido en un motor, que implica rendimientos de transformación mayores que los de las tecnologías tradicionales, aunque tenga en la actualidad problemas en algunos aspectos del proceso, como la estabilidad del gasificador o la eficacia del sistema de limpieza de gases previo a la entrada al motor.

3.6.2.4. Aspectos Normativos

En el ámbito del recurso dos son las principales regulaciones que afectan al posible uso de la biomasa en nuestro país. En primer lugar la Ley 43/2003, de 21 de noviembre, de Montes, que en su Disposición Adicional Cuarta afirma que “el Gobierno elaborará, en colaboración con las comunidades autónomas, una estrategia para el desarrollo del uso energético de la biomasa forestal residual, de acuerdo con los objetivos indicados en el Plan de Fomento de las Energías Renovables en España”; y por otro lado, todas las disposiciones que corresponden a la organización de la Política Agrícola Común, de extraordinaria importancia en lo referente al posible uso energético de la biomasa procedente de residuos agrícolas o cultivos energéticos. Respecto a este último punto es de especial importancia lo recogido en el Reglamento (CE) nº 1782/2003 del Consejo, de 29 de septiembre de 2003, donde se recoge el grueso de la última reforma de la PAC y se incluye por vez primera una línea de ayudas

encaminada al desarrollo de cultivos energéticos, ayuda que es desarrollada con mayor amplitud en dos reglamentos, el Reglamento (CE) nº 2237/2003 de la Comisión, de 23 de diciembre de 2003 y el Reglamento (CE) nº 1973/2004, de la Comisión, de 29 de octubre de 2004.

Siguiendo en el ámbito del recurso, y en lo que afecta a los cultivos energéticos forestales, se encuentra la ayuda del FEOGA para la implantación de cultivos forestales, ayuda que se encuentra en el Reglamento (CE) nº 1257/1999 del Consejo, de 17 de mayo de 1999 y que fue transpuesta a la legislación española por el Real Decreto 6/2001, sobre fomento de la forestación en tierras agrícolas.

Por lo que respecta al uso energético del recurso de biomasa la primera distinción que se debe realizar es la que separa el uso térmico del eléctrico. En el primero de los casos el avance normativo más reciente es el que afecta a la reforma en curso del Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE) para incluir en su ámbito las instalaciones de calefacción con biomasa. Y por lo que respecta a la generación de energía eléctrica con biomasa los hitos más notables dentro del ámbito normativo los marcan la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, y el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, 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. En este último se concreta, entre otros aspectos, el régimen económico de la generación eléctrica con biomasa, en el que se incluyen incentivos para la venta de la electricidad producida en el mercado eléctrico.

3.6.2.5. Aspectos Medioambientales

El uso energético de la biomasa dentro de un esquema sostenible de producción del recurso supone una actividad altamente beneficiosa para el medio ambiente. Y ello es así tanto en la fase de producción del recurso como en la de transformación energética del mismo.

Dentro de la fase de producción del recurso combustible, tal vez los efectos más positivos sobre el medio ambiente sean los centrados en la disminución del riesgo de incendios y plagas forestales asociados a la gestión del residuo forestal, y la disminución de vertidos y riesgos ambientales derivados de la gestión de los residuos de industrias agrícolas y forestales. Por último, y en lo que respecta a la producción de cultivos energéticos, debe destacarse la minimización de riesgos de contaminación por la escasez de laboreo asociado a esta actividad agraria.

En cuanto a la fase de aplicación, y por lo que respecta al apartado de emisiones a la atmósfera de las instalaciones de aprovechamiento energético de la biomasa, debe tenerse siempre presente la baja peligrosidad de aquellas, debida principalmente a la composición elemental de la biomasa, en la que se encuentran presentes en cantidades prácticamente inapreciables elementos como el azufre o el cloro. Asimismo, y en lo que respecta a las emisiones de CO_2, debe partirse del principio de que, en un esquema sostenible de producción del recurso como el citado en el primer párrafo, el balance de CO_2 será cuando menos neutro, al emitirse a la atmósfera una cantidad de carbono equivalente (o inferior) a la fijada por la biomasa durante su formación.

Partiendo de este último principio, un balance general de una central eléctrica alimentada con biomasa de **5 MW** de potencia eléctrica ofrece los siguientes datos: por una parte produce unos 37.500 MWh/año, equivalentes al consumo doméstico de unas 11.400 familias españolas. Por otro lado, con dicha producción, que equivale a unos 14.900 tep en términos de energía primaria, se **evita la emisión de unas 14.000 toneladas anuales de CO_2**, caudal de gas que sería emitido a la atmósfera si tuviese que generarse esa misma cantidad de energía por medio de centrales térmicas convencionales (en este caso el cálculo se ha realizado por comparación con las emisiones correspondientes a una central de ciclo combinado de gas natural).

El ahorro de emisiones de CO_2 a la atmósfera como consecuencia del uso energético de la biomasa tiene en la actualidad especial importancia, que se deriva del compromiso asumido

por nuestro país de cumplir con los acuerdos internacionales de reducción de emisiones de gas de efecto invernadero.

3.6.2.6. Aspectos Económicos

Las diferentes aplicaciones de la biomasa para uso energético han dado lugar a distintos sectores productivos, cada vez más diferenciados y especializados en mercados concretos. De esta forma las tecnologías se dividen en primer lugar en aplicaciones térmicas y eléctricas, existiendo mercados específicos para el uso térmico doméstico, el uso térmico industrial, la generación eléctrica pura con biomasa y las tecnologías de co-combustión. Los estados de madurez asociados a estas tecnologías en España son distintos, desde tecnologías maduras para los usos térmicos en el sector industrial hasta tecnologías incipientes en usos térmicos domésticos o generación eléctrica mediante co-combustión.

Los costes de inversión asociados a cada tipo de tecnología también varían mucho de un caso a otro, no sólo debido a su grado de madurez sino a los requerimientos de cada una de las aplicaciones.

En cuanto a los gastos de explotación de las distintas instalaciones también deben dividirse en las aplicaciones comentadas, por las mismas razones. Dentro de estos gastos, la principal componente se deriva de la compra de biomasa como combustible. El coste de la biomasa es muy sensible a la cantidad demandada, al transporte y a los posibles tratamientos de mejora de calidad necesarios para su uso, como el secado o la peletización.

Aspectos Económicos de las Plantas de tratamiento de biomasa

Dada la heterogeneidad de los materiales que componen lo que denominamos biomasa, no todos los biocombustibles que se utilizan necesitan el mismo tratamiento para su uso. Además, dependiendo de la aplicación de la biomasa la calidad del biocombustible, y por tanto el tratamiento necesario, es distinto.

Entre los tratamientos habituales el más común es la trituración o astillado del material, siendo a veces necesario un proceso de secado, una molturación posterior del producto astillado y, cuando se busca un producto de mayor calidad, un proceso de peletización.

Los principales parámetros que definen una instalación tipo de tratamiento de biomasa se recogen en la siguiente tabla.

Tratamiento de biomasa para su uso térmico en el sector doméstico	
Producción	1.580 t/año
Inversión planta	564.000 €
Vida útil	20 años
Horas operación anual	1.167 h/año
Cantidad de biomasa consumida	1.751 t/año
Costes compra Biomasa	3,0 cent/kg
Costes de personal	18.030 €/año
Costes de de reparación	600 €/año
Costes de de reposición	3.200 €/año
Precio venta	6,0 cent/kg

Aspectos Económicos de las Aplicaciones Térmicas de la Biomasa

Como se ha comentado, los costes de inversión dependen del tipo de aplicación debido a las distintas necesidades del usuario final de la energía. Esta diferencia en las necesidades del usuario hace que para usos térmicos industriales los costes de inversión se sitúen en el entorno de los 73 €/kW instalado, mientras que para los usos térmicos domésticos estos costes se eleven hasta el entorno de los 282 €/kW.

Respecto a los gastos de explotación, en las instalaciones térmicas domésticas es necesario el uso de combustibles más limpios y fáciles de transportar, distribuir y manejar en la instalación. Entre los combustibles utilizados en estas aplicaciones destacan los pelets, productos de gran calidad y precios elevados. En general los costes debidos a la biomasa en aplicaciones domésticas varían entre los 60 €/t para biomasas menos elaboradas, utilizadas en grandes redes de calefacción, hasta los 160 €/t para pelets envasados en pequeñas calderas de biomasa instaladas en viviendas unifamiliares.

Estos costes se reducen significativamente en las aplicaciones térmicas industriales, donde la biomasa suele ser propiedad del usuario, siendo necesario, en ocasiones algún tipo de tratamiento para su uso en la caldera. En estos casos los costes se sitúan entre 0 y 35 €/t, aunque pueden verse afectados por mercados paralelos de residuos para aplicaciones no energéticas.

Respecto a los otros gastos de explotación, distintos a los costes de combustible, estos tienen mayor importancia en las aplicaciones térmicas, donde suponen entre el 40 % y el 60 % del total de los mismos. Estos costes son especialmente significativos en redes de calefacción centralizada con grandes distancias desde la central hasta los consumidores finales.

Los principales parámetros que definen una instalación tipo de aprovechamiento térmico de biomasa se recogen en las tablas que se muestran a continuación. En ellas se consideran dos tipos característicos de proyectos: una aplicación térmica industrial y una red de calefacción centralizada.

Caldera industrial		
Potencia bruta		1.000 kW
Rendimiento global		80,0%
Vida útil		20 años
Horas operación anual		5.000 h/año
Cantidad de biomasa consumida	PCI_h = 3.000 kcal/kg	1.792 t/año
Costes Biomasa	84,8 €/tep	36.000 €/año
Costes Operación y Mantenimiento	114 €/tep	49.000 €/año
Inversión	73 €/kW	72.740 €
Producción energética		430 tep/año

Red de calefacción centralizada		
Potencia bruta		6.000 kW
Rendimiento transformación		85,0%
Rendimiento transporte		90,0%
Vida útil		20 años
Horas operación anual		820 h/año
Cantidad de biomasa consumida	PCI_h = 3.500 kcal/kg	1.580 t/año
Costes Biomasa	224 €/tep	94.800 €/año
Costes de explotación	384 €/tep	162.450 €/año
Inversión	282 €/kW	1,69 M€
Producción energética		423 tep/año

Aspectos Económicos de las Aplicaciones Eléctricas de la Biomasa

Los costes de inversión en el caso de la generación eléctrica tienen una clara división según se trate de instalaciones de generación eléctrica específicas de biomasa o instalaciones de co-combustión de biomasa y carbón en centrales térmicas convencionales.

La principal componente de los gastos de explotación en las instalaciones de generación eléctrica es siempre el coste de la biomasa utilizada, aún cuando se trate de residuos industriales. Dada la gran demanda de biomasa de este tipo de instalaciones el área de influencia para su suministro es muy grande, lo que implica una gran influencia del coste de transporte en el coste final de la biomasa, que por otro lado, al ser adquirida en mayores cantidades puede sufrir una reducción de su precio en origen.

✓ **Instalaciones específicas de biomasa**

Las instalaciones específicas de biomasa requieren sistemas más complejos que permitan la combustión de todos los componentes de la biomasa, incluidos los volátiles. Este hecho obliga a diseñar calderas con un mayor hogar lo que a su vez reduce su rendimiento. El mayor tamaño del hogar, unido al resto de componentes para el tratamiento y movimiento de la biomasa en la planta, dan lugar a unos costes de inversión en el entorno de los 1.800 €/kW instalado.

En este tipo de aplicaciones para generación eléctrica con biomasa, la mayor demanda de recursos y las menores limitaciones en cuanto a calidad del combustible dan lugar a importantes reducciones en los costes de la biomasa. En estos casos, las principales componentes que definen su coste son la distancia de transporte y el tipo de la biomasa, pudiendo variar entre los 43 €/t para el caso de cultivos energéticos y los 31 €/t cuando se utilizan residuos de cultivos agrícolas o forestales.

Un caso aparte son las aplicaciones eléctricas industriales, cuyas condiciones se asemejan a los usos térmicos industriales. Como ya se ha comentado, en estos casos los costes se sitúan entre 0 y 35 €/t, aunque pueden verse afectados por mercados paralelos de residuos para aplicaciones no energéticas. Otra posibilidad es la instalación de plantas de producción eléctrica que, utilizando residuos de industrias agroforestales, no sean propiedad de la empresa generadora del residuo. En estos casos los costes de la biomasa pueden subir, pero la concentración de la biomasa, en cantidad y calidad adecuadas, en un solo productor puede facilitar los contratos de suministro, haciendo más atractiva la inversión para el promotor.

Los principales parámetros que definen una instalación tipo de aprovechamiento eléctrico, específico de biomasa se recogen en las tablas que se muestran a continuación. En ellas se consideran cuatro tipos característicos de proyectos dependiendo de la biomasa utilizada: generación eléctrica con cultivos energéticos, con residuos agrícolas o forestales, con residuos de industrias agrícolas y con residuos de industrias forestales.

Generación eléctrica con Cultivos Energéticos		
Potencia eléctrica		5 MW
Rendimiento global		21,6%
Vida útil		20 años
Cantidad de biomasa consumida		53.500 t/año
Costes de combustible	0,061753 €/kWh	2.315.737 €/año
Costes Operación y Mantenimiento	0,009306 €/kWh	348.975 €/año
Inversión	1.803 €/kW	9.015.200 €
Producción eléctrica		37.500 MWh/año

Generación eléctrica con Residuos Forestales y Agrícolas		
Potencia eléctrica		5 MW
Rendimiento global		21,6%
Vida útil		20 años
Cantidad de biomasa consumida		53.500 t/año
Costes de combustible	0,044942 €/kWh	1.685.325 €/año
Costes Operación y Mantenimiento	0,009306 €/kWh	348.975 €/año
Inversión	1.803 €/kW	9.015.200 €
Producción eléctrica		37.500 MWh/año

Generación eléctrica con Residuos de Industrias Agrícolas		
Potencia eléctrica		5 MW
Rendimiento global		21,6%
Vida útil		20 años
Cantidad de biomasa consumida		53.500 t/año
Costes de combustible	0,044942 €/kWh	1.685.325 €/año
Costes Operación y Mantenimiento	0,009306 €/kWh	348.975 €/año
Inversión	1.803 €/kW	9.015.200 €
Producción eléctrica		37.500 MWh/año

Generación eléctrica con Residuos Industrias Forestales		
Potencia eléctrica		5 MW
Rendimiento global		21,6%
Vida útil		20 años
Cantidad de biomasa consumida		45.900 t/año
Costes de combustible	0,018820 €/kWh	705.750 €/año
Costes Operación y Mantenimiento	0,009306 €/kWh	348.975 €/año
Inversión	1.803 €/kW	9.015.200 €
Producción eléctrica		37.500 MWh/año

✓ **Instalaciones de co-combustión**

En las instalaciones de co-combustión la mayor parte de los equipos utilizados forman parte de la instalación convencional preexistente, lo que limita la inversión a los equipos destinados a preparar la biomasa para su inyección en la caldera de carbón. Por ello, los costes de inversión en las instalaciones de co-combustión de biomasa y carbón en centrales convencionales disminuyen hasta valores en el entorno de los 856 €/kW.

Las instalaciones de co-combustión se caracterizan por un mayor rendimiento de generación, por una mayor potencia instalada y, consecuentemente, por una mayor demanda de biomasa que las instalaciones específicas de biomasa. De esta forma, aunque las menores limitaciones en cuanto a calidad del combustible dan lugar a reducciones en los costes de la biomasa en origen, los costes derivados de una mayor distancia media de transporte y la necesidad de utilizar una mayor cantidad de recursos, que en algunas ocasiones debe cubrirse con biomasas más caras, define un coste medio de la biomasa en el entrono de los 47 €/t.

Los principales parámetros que definen una instalación tipo de co-combustión de biomasa y carbón en una central térmica convencional se recogen en la tabla siguiente.

	Generación eléctrica (Co-combustión en central térmica de carbón)	
Potencia eléctrica		56 MW
Rendimiento global		30%
Vida útil		20 años
Cantidad de biomasa consumida		340.300 t/año
Costes de combustible	0,038000 €/kWh	15.960.000 €/año
Costes Operación y Mantenimiento	0,007600 €/kWh	3.192.000 €/año
Inversión	856 €/kW	47.936.000 €
Producción eléctrica		420.000 MWh/año

3.6.2.7. Barreras

Se distinguen aquí los principales problemas que dificultan el desarrollo del uso energético de la biomasa, distinguiendo la problemática relativa a la producción del recurso de aquella ligada a su transformación energética.

Barreras en la Fase de Producción

➳ **General**

Inexistencia de un mercado desarrollado de logística de biomasa.

En la actualidad el número de empresas dedicadas a la logística de suministro de biomasa es muy pequeño. Muchas de ellas son empresas de logística de combustibles convencionales, como el carbón, que han derivado parte de su negocio a la logística de biomasa. Pero la falta de demanda de biomasa por parte del sector hace que incluso las empresas de logística de biomasa existentes estén exportando gran parte de su biomasa a otros países.

Esta situación genera la carencia de un mercado de biomasa que permita asegurar en cantidad y calidad el suministro a las distintas plantas de generación que podrían plantearse.

➳ **Residuos forestales**

Disponibilidad del recurso en cantidad, calidad y precio.

El uso de la biomasa procedente de residuos de aprovechamientos forestales depende de las actividades forestales, no energéticas, realizadas en los montes españoles. Estas actividades se programan de acuerdo a criterios no energéticos de forma que no permiten asegurar la disponibilidad de biomasa según las necesidades de las centrales de producción energética. Así mismo, el material obtenido en los montes tiene una humedad elevada y puede verse contaminado con tierra debido al arrastre de la madera en el monte. Por otro lado la gran variación de los costes de extracción de la madera según la pendiente del terreno, la especie y el tipo de aprovechamiento dan lugar a un amplio intervalo de costes de la biomasa que en la mayoría de los casos supera los límites establecidos para su uso energético.

Existencia, en algunos casos, de un uso alternativo.

Los residuos forestales pueden, en ciertos casos, ser utilizados en empresas del sector forestal, como las industrias del tablero, lo que supone competir con un sector que puede pagar por los residuos forestales precios superiores a los admisibles dentro del sector energético.

Ausencia de pretratamientos de adecuación del recurso.

Actualmente los residuos procedentes de aprovechamientos forestales son abandonados en los montes en forma de leñas o residuos, sin astillar ni recibir ningún otro tipo de tratamiento. Con el fin de ser aprovechados energéticamente, estos residuos deben recibir el correspondiente tratamiento que permita su transporte de forma económica.

Estos pretratamientos pueden ser un astillado previo, una compactación o cualquier otro que disminuya los costes de transporte. Este tipo de pretratamientos no está optimizado técnica y económicamente, siendo necesaria la promoción de proyectos que impulsen su desarrollo.

➳ **Residuos agrícolas leñosos**

Disponibilidad del recurso en cantidad, calidad y precio.

El uso de la biomasa procedente de residuos generados en cultivos agrícolas leñosos depende de actividades agrícolas, no energéticas, principalmente podas. Estas actividades se programan de acuerdo a criterios no energéticos de forma que no permiten asegurar la disponibilidad de biomasa según las necesidades de las centrales de producción energética. Así mismo, el material obtenido en las operaciones de poda tiene una humedad elevada. Por otro lado la gran variación de los costes de poda según el tipo de cultivo, la especie y la región donde se sitúen dan lugar a un amplio intervalo de costes de la biomasa que en algunos casos supera los límites establecidos para su uso energético.

Dispersión y pequeña escala de las explotaciones agrícolas generadoras del recurso.

Las explotaciones agrícolas se caracterizan por su gran fragmentación, elevado número de propietarios y pequeño tamaño. En general estos propietarios abandonan los residuos en el campo ya que las pequeñas cantidades que generan no alcanzan los mínimos para definir un proyecto.

En cambio la unión de los residuos de varias explotaciones, cercanas entre si, puede acumular suficiente biomasa para plantearse un proyecto. La dificultad para realizar este tipo de proyectos radica en las complicaciones derivadas del establecimiento de un gran número de contratos de suministro de biomasa, uno con cada propietario, en precio y forma, para logra cantidades elevadas de biomasa.

Ausencia de pretratamientos de adecuación del recurso.

Actualmente los residuos generados en la poda de cultivos agrícolas leñosos son abandonados en los campos en forma de leñas o residuos, sin astillar ni recibir ningún otro tipo de tratamiento. Con el fin de ser aprovechados energéticamente, estos residuos deben recibir el correspondiente tratamiento que permita su transporte de forma económica.

Estos pretratamientos pueden ser un astillado previo, una compactación o cualquier otro que disminuya los costes de transporte. Este tipo de pretratamientos no está optimizado técnica y económicamente, siendo necesaria la promoción de proyectos que impulsen su desarrollo.

➳ **Residuos agrícolas herbáceos**

Disponibilidad del recurso en cantidad, calidad y precio.

El uso de la biomasa procedente de residuos generados en los cultivos agrícolas herbáceos depende de actividades agrícolas, no energéticas, como la cosecha del cereal. Estas actividades se programan de acuerdo a criterios no energéticos de forma que no permiten asegurar la disponibilidad de biomasa según las necesidades de las centrales de producción energética. Así mismo, el material obtenido en las operaciones de poda tiene una humedad elevada y contiene elementos procedentes de los abonos utilizados como el sodio el potasio

que pueden general problemas en los sistemas de combustión. Por otro lado la gran variación de los costes del residuos según el tipo de cultivo, la especie y la región donde se sitúen dan lugar a un amplio intervalo de costes de la biomasa que en algunos casos supera los límites establecidos para su uso energético.

➳ **Residuos de industrias forestales y agrícolas**

Disponibilidad limitada del recurso.

Los residuos procedentes en las industrias forestales y agrícolas son generados de acuerdo con las campañas de producción de materias primas, no energéticas, que establecen su planificación de forma muy distinta a al sector energético. Así mismo, la generación de estos residuos varía de acuerdo con las producciones del sector agrícola, no permitiendo una seguridad de suministro dentro del sector energético.

Ausencia de pretratamientos de adecuación del recurso.

Aunque algunos de los residuos generados en las industrias agroforestales pueden ser utilizados directamente para generación de energía, existe una gran cantidad de residuos que deben ser transformados adecuadamente para su transporte y uso en una la planta de producción energética. Este tipo de pretratamientos no está optimizado técnica y económicamente.

➳ **Cultivos energéticos**

Necesidad de un marco legislativo y de ayudas.

La falta de un marco legislativo, claro y adecuado, para la producción de cultivos energéticos provoca una situación de indefinición a los agricultores y futuros usuarios de este tipo de biomasa, que impide la firma de contratos a largo plazo que de estabilidad al desarrollo de este mercado. Por otro lado, los costes derivados del cultivo de especies con fines energéticos necesitan la definición de unas ayudas que den lugar a precios finales de la biomasa acordes con el mercado energético, algo insuficiente a día de hoy con las ayudas establecidas para las tierras de retirada que quieran dedicarse a usos energéticos.

Altos costes que comprometen la rentabilidad de su cultivo.

Como ya se ha mencionado en el punto anterior los altos costes derivados de la producción de cultivos energéticos no permiten el establecimiento de precios adecuados para la comercialización de la biomasa obtenida. De ello se deriva la necesidad de desarrollar métodos de cultivos que abaraten estos costes.

Actividad en fase de demostración.

Los cultivos energéticos desarrollados en España en la actualizada no han pasado de la fase de demostración, siendo necesaria la realización de proyectos que verifiquen las posibilidades reales de estos recursos y permitan adquirir la experiencia necesaria a los promotores para el desarrollo de nuevos proyectos.

Desde el punto de vista de la aplicación energética, su precio y el volumen de inversión asociado.

Teniendo en cuenta los actuales precios de la materia prima generada en los cultivos energéticos, los altos costes de los pretratamientos necesarios, como el secado, la compactación o el astillado, y los altos costes de inversión de las plantas de generación, el uso de estos recursos no es viable económicamente, frente a los precios de las energías convencionales.

Barreras en la Fase de Transformación Energética del Recurso

➳ **Aplicación térmica doméstica**

Competencia con otros combustibles.

El uso de biomasa en el sector doméstico debe ofertar a los usuarios no sólo las mismas condiciones de precio y servicio, sino que este servicio debe realizarse con la misma calidad que en el caso de los combustibles convencionales utilizados habitualmente en el sector. Esto supone la necesidad de sistemas de generación limpios en lo referente a manipulación del combustible, con sistemas de autoencendido y retirada automática de cenizas, telegestión y con bajo nivel de ruidos. La adecuación de todos estos requerimientos a las aplicaciones de biomasa térmica necesita de un periodo de desarrollo tecnológico así como de la correspondiente transferencia tecnológica desde otros países con mayor tradición en estos usos.

Necesidades de personal para manejo, atención y almacenamiento de la biomasa.

Al ser la biomasa un combustible sólido de baja densidad, es necesaria la dedicación de personal cualificado para los procesos de logística y distribución a domicilio. Además, la menor densidad del combustible obliga a mayores espacios de almacenamiento en los edificios, que en muchas ocasiones no están preparados para ello, o suponen la merma de superficie edificable, de alto valor en el mercado, para su uso como almacenamiento.

Falta de normativas y reglamentos específicos para el uso de biomasa térmica doméstica.

La carencia de una normativa específica para las instalaciones térmicas de biomasa en los edificios origina problemas a la hora de proyectar, ejecutar y legalizar instalaciones en el sector doméstico, ya que tanto los técnicos encargados de diseñar el proyecto como los responsables de su legalización no tienen documentos donde basar sus decisiones. Actualmente sólo existen normativas obsoletas sobre combustibles sólidos, como el carbón, dentro de la edificación.

➳ **Aplicación térmica industrial**

Competencia con otros combustibles.

El uso de biomasa en el sector industrial debe ofertar a los usuarios las mismas condiciones de precio y servicio que los combustibles convencionales utilizados habitualmente en el sector. Los precios de los combustibles convencionales en el sector industrial son inferiores a los existentes en el sector doméstico, lo que hace más difícil aún la competitividad de las aplicaciones térmicas de la biomasa. A su vez este servicio debe realizarse con la misma calidad que en el caso de los combustibles convencionales. Esto supone la necesidad de sistemas de suministro de combustible seguros, con métodos de operación automática y sistemas de limpieza de partículas con niveles, por lo menos, iguales a los existentes en los combustibles convencionales.

Sobrecoste respecto a instalaciones similares alimentadas con combustibles fósiles.

Los equipos de generación térmica con biomasa están menos desarrollados tecnológicamente que los utilizados para combustibles convencionales, en muchos casos se fabrican a la medida, lo que impide la reducción de costes de una fabricación en serie, y están compuestos por un mayor número de componentes móviles, como pueden ser tornillos sin fin, parrillas móviles, etc. Además estas instalaciones necesitan mayores espacios de almacenamiento que las convencionales. Todo ello da lugar a una serie de sobrecostes de inversión para las instalaciones de biomasa, en detrimento de su viabilidad económica.

Necesidad de espacio e instalaciones auxiliares.

Como ya se ha comentado este tipo de instalaciones necesitan lugares de almacenamiento mayores debido a la baja densidad de la biomasa. Por otro lado los equipos de generación para combustibles sólidos suelen ocupar un mayor espacio, hecho que se ve acentuado ante la necesidad de sistemas auxiliares de transformación de la biomasa en muchas ocasiones.

➳ **Aplicación eléctrica**

Bajo rendimiento energético.

Como ya se ha comentado las instalaciones específicas de biomasa requieren sistemas complejos que permitan la combustión de todos los componentes de la biomasa, incluidos los volátiles. Ello obliga a diseñar calderas con un mayor tamaño del hogar que unido a los consumos energéticos derivados de los tratamientos de la biomasa y su transporte dentro de la planta dan lugar a unos rendimientos de generación eléctrica inferiores a los obtenidos en centrales de energías convencionales.

Este hecho, junto a los mayores costes de inversión asociados a este tipo de proyectos, implica una reducción de la rentabilidad económica de las inversiones, que no llega a la mínima requerida por los promotores del sector.

Necesidad de un tamaño mínimo para alcanzar el umbral de rentabilidad.

El rendimiento de las instalaciones de generación eléctrica con biomasa también disminuye cuanto menor es la potencia de generación instalada. Por ello, las plantas de generación eléctrica con potencias pequeñas sólo alcanzan niveles de rentabilidad suficientes cuando la biomasa es prácticamente gratuita o, en su caso, cuando la retribución de la energía eléctrica generada adquiere niveles muy superiores a los actualmente establecidos. Este hecho obliga a proyectar instalaciones cuya potencia supere ciertos límites, a partir de los cuales los costes de inversión hacen inviables los proyectos.

Pero el diseño de instalaciones con una mayor potencia implica cubrir una demanda de biomasa mayor que, en muchas ocasiones, no está disponible, ya sea por falta de recurso o por tener precios superiores a los que se pueden pagar en este tipo de aplicaciones. Además, al necesitar mayores cantidades de biomasa, parte de ella debe ser suministrada desde lugares más alejados del punto de consumo lo que implica unos mayores costes de transporte que reducen la rentabilidad económica del proyecto.

Ausencia de primas a la co-combustión.

Como ya se ha indicado, la generación eléctrica con biomasa tiene unos rendimientos bajos lo que da lugar a problemas de viabilidad económica de las instalaciones. En cambio los sistemas de co-combustión de biomasa con carbón en instalaciones convencionales permiten elevar este rendimiento hasta los niveles de la central convencional donde se instalan. Esto permite pasar de rendimientos en el entorno del 22 % a rendimientos en el entorno del 30 %. Pero actualmente, de acuerdo con lo establecido en la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, este tipo de instalaciones no puede recibir primas ya que son instalaciones propiedad de grandes Compañías Eléctricas que se encuentran en el Régimen Ordinario. Ello impide el desarrollo de un potencial de biomasa que elevaría la contribución de esta área de forma importante y con mejores rendimientos energéticos.

Ámbito de aplicación	Barreras
Fase de Producción. General.	- Inexistencia de un mercado desarrollado de logística de biomasa.

Fase de Producción. Residuos forestales.	- Disponibilidad del recurso en cantidad, calidad y precio.
	- Existencia, en algunos casos, de un uso alternativo.
	- Ausencia de pretratamientos de adecuación del recurso.
Fase de Producción. Residuos agrícolas leñosos.	- Disponibilidad del recurso en cantidad, calidad y precio.
	- Dispersión y pequeña escala de las explotaciones agrícolas generadoras del recurso.
	- Ausencia de pretratamientos de adecuación del recurso.
Fase de Producción. Residuos agrícolas herbáceos.	- Disponibilidad del recurso en cantidad, calidad y precio.
Fase de Producción. Residuos de industrias forestales y agrícolas.	- Disponibilidad limitada del recurso.
	- Ausencia de pretratamientos de adecuación del recurso.
- Cultivos energéticos.	- Necesidad de un marco legislativo y de ayudas.
	- Altos costes que comprometen la rentabilidad de su cultivo.
	- Actividad en fase de demostración.
	- Desde el punto de vista de la aplicación energética, su precio y el volumen de inversión asociado.
Fase de Transformación Energética. Aplicación térmica doméstica.	- Competencia con otros combustibles.
	- Necesidades de personal para manejo, atención y almacenamiento de la biomasa.
	- Falta de normativas y reglamentos específicos para el uso de biomasa térmica doméstica.

Fase de Transformación Energética. Aplicación térmica industrial.	- Competencia con otros combustibles.
	- Sobrecoste respecto a instalaciones similares alimentadas con combustibles fósiles.
	- Necesidad de espacio e instalaciones auxiliares.
Fase de Transformación Energética. Aplicación eléctrica.	- Bajo rendimiento energético.
	- Necesidad de un tamaño mínimo para alcanzar el umbral de rentabilidad.
	- Ausencia de primas a la co-combustión.

3.6.3. Medidas

Con el fin de solventar las barreras descritas en el punto anterior se han definido una serie de medidas que se dividen de acuerdo con los siguientes apartados:

Medidas Generales para el desarrollo del Área de Biomasa

Comisión Interministerial para el aprovechamiento energético de la biomasa

Creada en la Orden PRE/472/2004, de 24 de febrero, su objetivo es el estudio y propuesta de las medidas dirigidas a la instrumentación de la iniciativa estratégica del Gobierno en relación con el aprovechamiento energético de la biomasa, contemplado en el Plan de Fomento.

La estructura de la Comisión Interministerial, establecida en la citada Orden, está presidida por el Director General de Política Energética y Minas y se completa con los siguientes vocales, cuya adscripción deberá ser revisada como consecuencia de los cambios introducidos en la Administración General del Estado tras las elecciones del 14 de marzo:

- 3 de la Secretaría de Estado de Energía, Desarrollo Industrial y de la Pequeña y Mediana Empresa (2 del IDAE)
- 2 de la Secretaría General de Agricultura y Alimentación
- 2 de la Secretaría General de Medio Ambiente
- 1 de la Secretaría de Estado de Política Científica y Tecnológica
- 1 de la Secretaría de Estado de Hacienda
- 1 de la Secretaría de Estado de Organización Territorial del Estado
- 1 de la Secretaría de Estado de Asuntos Europeos

La Orden PRE/472/2004 recoge asimismo las funciones de la Comisión Interministerial, que son:

a) Ser informada de los proyectos de disposiciones de aplicación en todo el territorio nacional y de los planes de ordenación agraria, industrial o del territorio si afectan a la planificación de los aprovechamientos de biomasa

b) Elaborar un catálogo de las actuaciones que desarrollen los Organismos Públicos

c) Promover la adaptación de normativa para racionalizar la explotación de los recursos, impulsando los incentivos económicos

d) Aprobar el Programa de lanzamiento, para una vigencia mínima de tres años

e) Elaborar una propuesta de actividades de investigación y científico-técnicas, así como de demostración, en las áreas de cultivos energéticos y estiércoles

f) Difusión de la iniciativa estratégica del Gobierno y refuerzo en la implementación de sus medidas

g) Otras de fomento y promoción

Anualmente, la Comisión elevará un informe a la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos sobre los resultados obtenidos en la ejecución de sus funciones. La propuesta realizada por el IDAE para un índice de este informe se recoge a continuación:

1.- Introducción
2.- Situación en la Unión Europea
3.- Situación en España
4.- Aspectos ambientales
5.- Aspectos agrícolas
6.- Aspectos económicos y fiscales
7.- Aspectos legislativos
8.- Innovación tecnológica
9.- Conclusiones:

- ✓ Consideraciones previas
- ✓ Medidas propuestas

Medidas para el desarrollo del Recurso

➳ **General**

Desarrollo de una logística del recurso para su uso energético

Ante la falta de un mercado desarrollado de logística de suministro de biomasa aparece la necesidad de desarrollar medidas que favorezcan la creación de empresas de logística de biomasa.

➳ **Residuos forestales**

Desarrollo de la Disposición Adicional Cuarta de la Ley 43/2003 de Montes

En cuanto al uso energético de los residuos forestales, es necesario el desarrollo de las posibilidades que ofrece la Disposición Adicional Cuarta de la Ley 43/2003, de 21 de noviembre, de Montes. Ello permitirá movilizar cantidades concretas, evaluadas y localizadas, de biomasa procedente de los aprovechamientos forestales, así como disponer de los sistemas de explotación y logística adecuados para su uso energético.

La propuesta se centra en la convocatoria urgente del Grupo de Trabajo con las Comunidades Autónomas con el fin de iniciar los trabajos conducentes a la elaboración de la estrategia para el desarrollo del uso energético de la biomasa forestal española.

Programa de ayudas a la adquisición de maquinaria de recogida, transporte y tratamiento

Dados los altos costes de extracción, transporte y tratamiento de la biomasa forestal, así como la ausencia en la actualidad de pretratamientos para la adecuación del recurso, se propone un programa de ayudas a la mecanización de estos procesos que permita garantizar la producción de biomasa con la calidad y los costes adecuados para su uso energético.

➳ **Residuos agrícolas leñosos y cultivos energéticos**

Mejoras en la mecanización de la recogida de la biomasa

Con el fin de disminuir los costes de recogida y puesta en planta de la biomasa producida en cultivos leñoso y en cultivos energéticos, deben desarrollarse medidas que den lugar a mejoras en lo que se refiere a la mecanización de la recogida de la biomasa procedente de residuos agrícolas leñosos y cultivos energéticos.

Programa de ayudas a la adquisición de maquinaria de recogida, transporte y tratamiento

Dados los altos costes de extracción, transporte y tratamiento de la biomasa procedente de cultivos leñosos y cultivos energéticos, así como la ausencia en la actualidad de pretratamientos para la adecuación del recurso, se propone un programa de ayudas a la mecanización de estos procesos que permita garantizar la producción de biomasa con la calidad y los costes adecuados para su uso energético.

Establecimiento de contratos tipo para adquisición de biomasa

Se propone la realización de contratos tipo que eviten la incertidumbre generada al tener que realizar acuerdos de compra con un número elevado de productores de residuos, debido a la gran fragmentación de las explotaciones agrícolas.

Medidas para el desarrollo Tecnológico

➳ **Aplicación térmica doméstica**

Subvención a la inversión del 30% en equipos para uso doméstico de biomasa

Debido a los altos costes de inversión de las aplicaciones térmicas de biomasa para uso doméstico es necesaria una reducción de los mismos al usuario a través de líneas de subvención que hagan atractivas las inversiones en esta tecnología.

Desarrollo de normativas y reglamentos sobre instalaciones de biomasa térmica en los edificios

A fin de evitar los problemas de legalización de las instalaciones de biomasa térmica en el sector doméstico, actualmente se están desarrollando trabajos para la inclusión de puntos específicos sobre las instalaciones térmicas de biomasa en el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE). Así mismo, se están desarrollando normas UNE específicas para biomasa dentro del Comité CTN 164 de "Biocombustibles sólidos" de AENOR, que permitan establecer legalmente la biomasa como un combustible.

➳ **Aplicación eléctrica**

Modificación de la Ley 54/1997

Se propone la modificación de los artículos 27 y 30 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, de acuerdo con lo expresado en el Proyecto de Ley de Reformas para el Impulso a la Productividad en sus artículos 3 y 4. Estos artículos recogen las siguientes modificaciones:

Artículo 3 del Proyecto de Ley de Reformas para el Impulso a la Productividad. Fomento de la co-combustión.

Se añade un nuevo párrafo al apartado 5 del artículo 27 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, con la siguiente redacción:

> "Asimismo, el Gobierno podrá determinar el derecho a la percepción de una prima que complemente el régimen retributivo de aquellas instalaciones de producción de energía eléctrica de origen térmico del régimen ordinario cuando, además de utilizar el combustible para el que fueron autorizados, utilicen también biomasa como combustible secundario. Para ello, se tendrán en cuenta los consumos energéticos que se produzcan y los sobrecostes que dicha utilización produzcan. El acto resolutorio pro el que se fije la cuantía de la prima contendrá también las condiciones de utilización de la biomasa."

Artículo 4 del Proyecto de Ley de Reformas para el Impulso a la Productividad. Fomento de la biomasa.

Se modifica el último párrafo del punto b) del apartado cuatro del artículo 30 de la Ley 54/1997 de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, que queda redactado de la siguiente forma:

> "Excepcionalmente, el Gobierno podrá autorizar primas superiores a las previstas en el párrafo anterior para las instalaciones que utilicen como energía primaria energía solar o biomasa."

Estos dos artículos desarrollan la medida número 43. "Adopción de medidas de apoyo a la biomasa (Ley) y (M)" incluida dentro del conjunto de reformas para el impulso de la productividad que se compone de más de 100 medidas. Dicha medida tiene por objetivo el impulso a esta fuente de energía renovable, en línea con los objetivos de Plan de Fomento de Energías Renovables. En concreto, se trata de permitir la utilización de esta materia prima en instalaciones de régimen ordinario.

Apoyo a la tecnología de co-combustión de carbón y biomasa

Las propuestas en este sentido se dirigen a la inclusión de las instalaciones de co-combustión de carbón y biomasa en el Régimen Especial de producción eléctrica, conforme a las propuestas de modificación del artículo 27 de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico avanzadas anteriormente, así como, a la inclusión de estos proyectos dentro de las actuaciones de fomento de nuevas actividades económicas de las zonas de reconversión minera del carbón, de modo que puedan acceder a sus apoyos específicos (también las actividades de recogida de biomasa).

El potencial de desarrollo de la co-combustión en nuestro país aparece recogido, a grandes rasgos, en la tabla siguiente, donde se observa que, de alcanzarse, podría implicar el empleo de 2.119.889 tep de biomasa.

Nombre	Empresa propietaria	Municipio	Provincia	Tipo de central	Potencia (MW)	Potencia biomasa (MW)	Potencial biomasa (tep)
Puente Nuevo	Viesgo Generación	Espiel	Córdoba	Hulla +antracita	324	32,4	60.794
Litoral	Endesa Generación	Carboneras	Almería	Carbón importado	1.159	115,0	182.876
Los Barrios	Endesa Generación	Los Barrios	Cádiz	Carbón importado	568	56,0	91.046
				Subtotal Andalucía	2.051	203,4	334.717
Escatrón	Viesgo Generación	Escatrón	Zaragoza	Lignito negro	80	8,0	15.011
Escucha	Viesgo Generación	Escucha	Teruel	Lignito negro	160	16,0	30.022
Teruel	Endesa Generación	Andorra	Teruel	Lignito negro	1.102	110,2	206.775
				Subtotal Aragón	1.342	134,2	251.808
Aboño	Hidrocantábrico	Gijón	Asturias	Hulla +antracita	916	91,6	171.875
Lada	Iberdrola Generación	La Felguera	Asturias	Hulla +antracita	513	51,3	96.257
Narcea	Unión Fenosa Generación	Tineo	Asturias	Hulla +antracita	595	59,5	111.644
Soto de Ribera	Hidrocantábrico	Ribera de Arriba	Asturias	Hulla +antracita	671	67,1	125.904
				Subtotal Asturias	2.695	269,5	505.680
Puertollano	Viesgo Generación	Puertollano	Ciudad Real	Hulla +antracita	221	22,1	41.468
				Subtotal Castilla-La Mancha	221	22,1	41.468
Anllares	Unión Fenosa (66%)/Endesa (33%)	Páramo del Sil	León	Hulla +antracita	365	36,5	68.487
Compostilla	Endesa Generación	Cubillos del Sil	León	Hulla +antracita	1.312	131,2	246.179
Guardo	Iberdrola Generación	Velilla del Río Carrión	Palencia	Hulla +antracita	516	51,6	96.820
La Robla	Unión Fenosa Generación	La Robla	León	Hulla +antracita	655	65,5	122.902
				Subtotal Castilla y León	2.848	284,8	534.388
Serchs	Viesgo Generación	Cercs	Barcelona	Lignito negro	160	16,0	30.022
				Subtotal Cataluña	160	16,0	30.022
Meirama	Unión Fenosa Generación	Ordes	La Coruña	Lignito pardo	563	56,3	105.639
Puentes	Endesa Generación	As Pontes	La Coruña	Lignito pardo	1.468	146,8	275.450
				Subtotal Galicia	2.031	203,1	381.089
Pasajes	Iberdrola Generación	Pasajes de San Juan	Guipúzcoa	Carbón importado	217	21,7	40.717
				Subtotal País Vasco	217	21,7	40.717
				Total España	11.565	1.154,8	2.119.889

Con el fin de impulsar la co-combustión en centrales de carbón, se propone el siguiente esquema de actuación:

1. Establecimiento de contactos con las compañías eléctricas, poseedoras de centrales de carbón, con el fin de impulsar los correspondientes estudios de viabilidad.

2. Modificaciones reglamentarias. Como ya se ha indicado en los puntos anteriores es necesaria la modificación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, así como el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo. Estas modificaciones tienen como objetivo la inclusión del la co-combustión dentro del Régimen Especial estableciendo una retribución adecuada de la energía generada que permita el desarrollo de este tipo de proyectos.

3. Una vez iniciados los contactos con las distintas compañías eléctricas debe establecerse un plazo adecuado, dentro del periodo 2005 – 2006, que permita llevar a cabo las siguientes actividades:

    a. Realización de estudios individualizados del potencial de biomasa en las zonas de ubicación de las centrales térmicas convencionales de carbón.
    b. Realización de un análisis de las diferentes tecnologías de co-combustión y su idoneidad para cada una de las centrales térmicas convencionales existentes.

    Para estos dos aspectos se establece un plazo de un año, de forma que se puedan acometer los proyectos en el periodo 2005 -2010, para aquellas centrales que no tienen evaluadas estas dos cuestiones fundamentales, considerando un plazo de ejecución de las inversiones de 18 meses.

Por último debe tenerse en cuenta que las modificaciones reglamentarias, para ofrecer a las compañías un marco para acometer las inversiones, deberían entrar en vigor en el año 2006.

Como resumen, la siguiente tabla expone las medidas a realizar en el área de biomasa:

Barrera	Medida	Responsable	Presupuesto	Planificación
Falta de desarrollo del área de biomasa de forma general.	Comisión Interministerial para el aprovechamiento energético de la biomasa.	Ministerio de Industria, Comercio y Turismo. Dirección General de Política Energética y Minas.	Sin coste	2005-2010
Inexistencia de un mercado desarrollado de logística de biomasa.	Desarrollo de una logística del recurso para su uso energético.	Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación. Ministerio de Educación y Ciencia. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.	Pendiente de valoración	2005-2010
Disponibilidad de biomasa procedente de residuos forestales en cantidad, calidad y precio.	Desarrollo de la Disposición Adicional Cuarta de la Ley 43/2003 de Montes.	Ministerio de Medio Ambiente. Dirección General de Biodiversidad.	Pendiente de valoración	2005-2010
Ausencia de pretratamientos de adecuación del recurso y altos costes de los residuos forestales, agrícolas leñosos y cultivos energéticos.	Programa de ayudas a la adquisición de maquinaria de recogida, transporte y tratamiento.	Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación. Ministerio de Medio Ambiente.	71,01 M€ (Total final del periodo, imputado como ayuda biomasa térmica)	2005-2010
Disponibilidad de biomasa procedente de residuos agrícolas leñosos y cultivos energéticos en cantidad, calidad y precio.	Mejoras en la mecanización de la recogida de la biomasa de residuos agrícolas leñosos y cultivos energéticos.	Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación. Ministerio de Educación y Ciencia.	Pendiente de valoración	2005-2010
Dispersión y pequeña escala de las explotaciones agrícolas.	Establecimiento de contratos tipo para adquisición de biomasa.	Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.	Sin coste	2005-2008
Competencia de las aplicaciones térmicas domésticas de la biomasa con otros combustibles.	Subvención a la inversión del 30 % en equipos para uso doméstico de la biomasa.	Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Comunidades Autónomas.	213,03 M€ (Total final del periodo)	2005-2010
Falta de normativas y reglamentos específicos para el usos de biomasa térmica doméstica.	Desarrollo de normativas y reglamentos sobre instalaciones de biomasa térmica en los edificios.	Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. AENOR.	Sin coste	2005-2010

Falta de rendimiento y viabilidad económica de las plantas de generación eléctrica con biomasa.	Modificación del artículo 30 de la Ley 54/1997 con el fin de autorizar primas superiores para biomasa. Se encuentra en tramitación	Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Ministerio de Economía y Hacienda. Comisión Nacional de Energía.	Incluido en la Modificación del R.D. 436/2004	2005-2010
Falta de rendimiento y viabilidad económica de las plantas de generación eléctrica con biomasa.	Modificación del R.D. 436/2004.	Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Ministerio de Economía y Hacienda. Comisión Nacional de Energía.	776,8 M€ (total del periodo excluida co-combustión) 359,8 M€/año (total anual al final de periodo excluida co-combustión)	2005-2010
Ausencia de instalaciones de co-combustión	Establecimiento de contactos con compañías eléctricas.	Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Ministerio de Economía y Hacienda.	Sin coste	2005
Ausencia de primas a la co-combustión	Apoyo a la tecnología de co-combustión de carbón y biomasa. (Modificación del artículo 27 de la Ley 54/1997 y del R.D. 436/2004). Se encuentra en tramitación	Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Ministerio de Economía y Hacienda. Comisión Nacional de Energía. Compañías Eléctricas.	283,15 M€ (total del periodo) 118,72 M€/año (total anual al final del periodo)	2005-2010
Ausencia de estudios de potencial sobre co-combustión	Realización de estudios individualizados del potencial de biomasa por central térmica convencional.	Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Ministerio de Economía y Hacienda. Compañías Eléctricas.	Pendiente de valoración	2005 - 2007
Ausencia de estudios tecnológicos sobre co-combustión en España	Realización de análisis de las tecnologías de co-combustión adecuadas para cada central térmica convencional.	Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Ministerio de Economía y Hacienda. Compañías Eléctricas.	Pendiente de valoración	2005 -2007

3.6.4. Objetivos 2010

Dentro del ámbito de la biomasa eléctrica, el Plan de Fomento fijó el objetivo de desarrollo del sector en alcanzar los 1.849 MW a finales del año 2010, incrementando en 1.705 MW la contribución del sector durante el periodo de vigencia del Plan. Este objetivo fue revisado con posterioridad en el documento "Planificación de los sectores de Electricidad y Gas,

desarrollo de las redes de transporte 2002-2011", del Ministerio de Economía, hasta alcanzar los 3.098 MW a finales de 2011. No obstante, el objetivo descrito en este último documento no puede ser considerado realista, y por ello procede revisarlo a la baja.

3.6.4.1. Potencia y Datos Energéticos

En la tabla siguiente se refleja una comparativa entre la situación en el año 2004 y los nuevos objetivos de crecimiento ahora propuestos en este Plan de Energías Renovables 2005-2010 para las aplicaciones eléctricas. Aunque se conoce la distribución de recursos por Comunidades Autónomas, no se precisa el reparto de la potencia entre ellas debido a la dificultad de localizar posibles proyectos.

CCAA	Situación año 2004 (MW)	Objetivo de incremento Plan Energías Renovables 2005- 2010 (MW)
ANDALUCÍA	95	
ARAGÓN	26	
ASTURIAS	39	
BALEARES	0	
CANARIAS	0	
CANTABRIA	3	
CASTILLA Y LEÓN	11	
CASTILLA LA MANCHA	39	
CATALUÑA	2	
EXTREMADURA	1	
GALICIA	32	
MADRID	0	
MURCIA	0	
NAVARRA	38	
LA RIOJA	0	
C. VALENCIANA	7	
PAÍS VASCO	51	
TOTAL	**344**	**1.695**

Fuente: IDAE

A continuación se recogen los objetivos energéticos propuestos para cada tipo de recurso y aplicación. Corresponden a incremento de energía primaria durante el periodo 2005-2010.

	OBJETIVOS (tep)
Recursos	
Residuos forestales	462.000
Residuos agrícolas leñosos	670.000
Residuos agrícolas herbáceos	660.000
Residuos de industrias forestales	670.000
Residuos de industrias agrícolas	670.000
Cultivos energéticos	1.908.300
Aplicaciones	
Aplicaciones térmicas	582.514
Aplicaciones eléctricas	4.457.786
TOTALES	
Energía primaria	5.040.300

En la tabla siguiente se exponen los objetivos energéticos en términos de potencia eléctrica instalada durante el periodo 2005-2010.

PER 2005-10: objetivos (MW)	
Generación distribuida	
Desglose por tipo de recurso	
Residuos forestales	60
Residuos agrícolas leñosos	100
Residuos agrícolas herbáceos	100
Residuos de industrias forestales	100
Residuos de industrias agrícolas	100
Cultivos energéticos	513
Total generación distribuida (MW)	**973**
Co-combustión (MW)	
Total co-combustión (MW)	**722**
Total generación eléctrica con biomasa	
TOTAL (MW)	**1.695**

En la tabla siguiente se recoge la distribución por Comunidades Autónomas de los objetivos energéticos para el periodo 2005-2010, en términos de energía primaria.

CCAA	Cultivos energéticos	Residuos forestales	Residuos Agr. Leñosos	Residuos Agr. Herbáceos	Residuos ind. forestal	Residuos ind. agrícola	TOTAL
Andalucía	264.158	41.840	178.015	96.740	189.618	104.616	874.987
Aragón	304.391	32.985	56.676	61.329	20.672	82.294	558.347
Asturias	0	11.517	1.648	183	13.046	2.478	28.872
Baleares	0	0	8.834	1.836	7.926	1.595	20.191
Canarias	0	0	2.014	170	9.710	965	12.858
Cantabria	0	8.687	0	154	4.291	1.337	14.468
C-León	538.624	123.676	15.245	240.223	37.844	177.950	1.133.563
C-La Mancha	447.496	38.064	97.106	99.720	48.903	124.379	855.668
Cataluña	50.985	31.062	86.204	50.820	75.346	36.288	330.704
Extremadura	151.557	45.190	43.236	31.926	22.152	46.285	340.345
Galicia	0	74.160	4.164	15.219	88.614	19.170	201.326
Madrid	39.856	4.371	4.945	8.483	18.146	12.026	87.826
Murcia	57.391	9.799	44.285	1.298	11.568	16.160	140.501
Navarra	53.843	6.493	7.695	27.782	10.664	18.944	125.420
La Rioja	0	4.189	20.894	8.207	4.292	3.907	41.489
C.Valenciana	0	18.450	96.874	8.179	60.583	14.575	198.661
País Vasco	0	11.517	2.161	7.733	46.625	7.031	75.067
TOTAL	**1.908.300**	**462.000**	**670.000**	**660.000**	**670.000**	**670.000**	**5.040.300**

La evolución anual prevista de la nueva potencia a instalar para generación eléctrica con biomasa, dentro del período 2005-2010, es la siguiente:

ÁREA BIOMASA

		2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL 2005-2010
POTENCIA BIOMASA ELÉCTRICA ANUAL	MW	10	40	95	210	285	333	**973**
POTENCIA CO-COMBUSTIÓN ANUAL	MW	0	50	125	125	200	222	**722**

Este crecimiento de potencia en el área de biomasa está condicionado a la revisión de las primas e incentivos establecidos para la producción de energía eléctrica con biomasa, así como a la incorporación de las instalaciones de co-combustión dentro del Régimen Especial, tal y como se propone en este Plan.

La siguiente tabla refleja los resultados energéticos previstos en lo relativo a la generación eléctrica con biomasa:

ÁREA BIOMASA

		2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL 2005-2010
PRODUCCIÓN BIOMASA ELÉCTRICA ANUAL	GWh	69,8	348,8	1.011,4	2.476,1	4.464,0	6.786,7	**15.156,7**
PRODUCCIÓN CO-COMBUSTIÓN ANUAL	GWh	0	348,8	1.220,6	2.092,5	3.487,5	5.036,0	**12.185,3**

En consecuencia, la producción eléctrica con biomasa correspondiente a la potencia incremental de 1.695 MW prevista en el año 2010 es de 11.822,6 GWh.

La evolución anual prevista de la capacidad térmica incrementada anualmente dentro del período 2005-2010 es la siguiente:

ÁREA BIOMASA								
		2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL 2005-2010
BIOMASA TÉRMICA DOMÉSTICA: CAPACIDAD TÉRMICA	tep/año	20.000	30.000	35.000	35.000	40.000	44.722	**204.722**
BIOMASA TÉRMICA INDUSTRIAL: CAPACIDAD TÉRMICA	tep/año	30.000	50.000	50.000	60.000	80.000	107.792	**377.792**

Este crecimiento en el área de biomasa está condicionado al desarrollo de un mercado maduro de suministro de biomasa, así como al desarrollo normativo que regule la introducción de las instalaciones de biomasa en el sector doméstico, a través de su inclusión en el Reglamento de Instalaciones Térmicas en Edificios (RITE), así como a través de un mayor desarrollo de la normativa AENOR referida a combustibles, instalaciones, etc.

3.6.4.2. Emisiones evitadas y generación de empleo

La siguiente tabla muestra las emisiones evitadas de CO_2 únicamente en el año 2010, debido al incremento de potencia de 1.695 MW previsto, más la generación de 582.514 tep/año en biomasa térmica. Para la componente eléctrica se ha tomado como referencia una central de generación eléctrica de ciclo combinado con gas natural, con un rendimiento del 54% (372 tCO_2 por GWh producido), excepto para el caso de la co-combustión de biomasa y carbón, en el que la referencia la constituye una central térmica de carbón, con un rendimiento de central del 36,1% (961 tCO_2 por GWh producido). Por su parte, y en lo que respecta a los usos térmicos de la biomasa, la referencia la constituye el empleo de gasóleo C para calefacción:

		ÁREA BIOMASA
EMISIONES CO_2 EVITADAS BIOMASA ELÉCTRICA	(t CO_2)	7.364.191
EMISIONES CO_2 EVITADAS BIOMASA TÉRMICA	(t CO_2)	1.788.326
GENERACIÓN DE EMPLEO BIOMASA ELÉCTRICA	(hombres-año)	39.816
GENERACIÓN DE EMPLEO BIOMASA TÉRMICA	(hombres-año)	17.277

En la misma tabla se indica la generación de empleo estimada a finales de 2010. Estos datos de empleo se refieren a la suma de todos los puestos de trabajo de duración anual generados durante los seis años de período, e incluyen la suma de los puestos de trabajo debidos a la inversión en la implantación del proyecto, así como los derivados de la explotación del mismo.

3.6.4.3. Inversiones Asociadas

Para las instalaciones de generación eléctrica empleando exclusivamente biomasa se ha considerado un ratio medio de inversión de 1.803 € por kW instalado en el año 2005, con una reducción del 5% anual durante todo el período, la misma que se aplica al caso de la co-combustión de carbón y biomasa, en la que se parte de considerar una ratio de inversión de 856,4 €/kW instalado. En el caso de biomasa térmica se han considerado unos ratios medios de inversión en el año 2005 de 72,74 €/kW para usos industriales y 282,47 €/kW para usos domésticos con la misma reducción anual durante todo el periodo que en el caso de la generación eléctrica.

Como resultado se han obtenido la siguiente evolución de la inversión anual asociada al sector biomasa:

ÁREA BIOMASA

		2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL 2005-2010
INVERSIÓN ANUAL BIOMASA ELÉCTRICA	(mill. €)	18,0	68,5	154,6	324,6	418,6	464,6	**1.448,9**
INVERSIÓN ANUAL CO-COMBUSTIÓN	(mill. €)	0	40,7	96,6	91,8	139,5	147,1	**515,7**
INVERSIÓN ANUAL BIOMASA TÉRMICA INDUSTRIAL	(mill. €)	5,1	8,0	7,6	8,7	11,0	14,1	**54,6**
INVERSIÓN ANUAL BIOMASA TÉRMICA DOMÉSTICA	(mill. €)	80,1	114,2	126,5	120,2	130,5	138,6	**710,1**
INVERSIÓN ANUAL TOTAL ÁREA BIOMASA	(mill. €)	103,2	231,4	385,3	545,3	699,6	764,4	**2.729,3**

3.6.4.4. Ayudas Públicas

Con el fin de desarrollar el área de biomasa es necesaria la inclusión de ayudas que impulsen el estado actual del mercado de la biomasa, tanto a nivel de producción como de demanda. Por otro lado es necesario mantener y mejorar el apoyo público realizado mediante las primas establecidas dentro del marco establecido para el régimen especial por el Real Decreto 436/2004.

Con estas consideraciones, a continuación se muestra la tabla que contiene las cantidades correspondientes a los apoyos públicos a la explotación, esto es, los derivados de la inclusión de las instalaciones de generación eléctrica con biomasa en el régimen especial:

ÁREA BIOMASA ELÉCTRICA

		2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL 2005-2010
APOYO PÚBLICO BIOMASA ELÉCTRICA	(mill. €)	2,3	15,6	46,0	122,9	230,3	359,8	**776,8**
APOYO PÚBLICO CO-COMBUSTIÓN	(mill. €)	0	7,8	27,6	48,0	81,1	118,7	**283,2**
TOTAL APOYO PÚBLICO BIOMASA ELÉCTRICA	(mill. €)	2,3	23,3	73,6	170,9	311,3	478,5	**1.059,9**

Por otro lado, en la redacción de este Plan también se ha valorado la necesidad de establecer una subvención a la inversión con el fin de dinamizar el mercado de las aplicaciones térmicas con biomasa en el ámbito doméstico, así como una línea de ayudas para la adquisición de maquinaria. Lo que esto supone, en total, durante el periodo 2005-2010 se refleja en el siguiente cuadro:

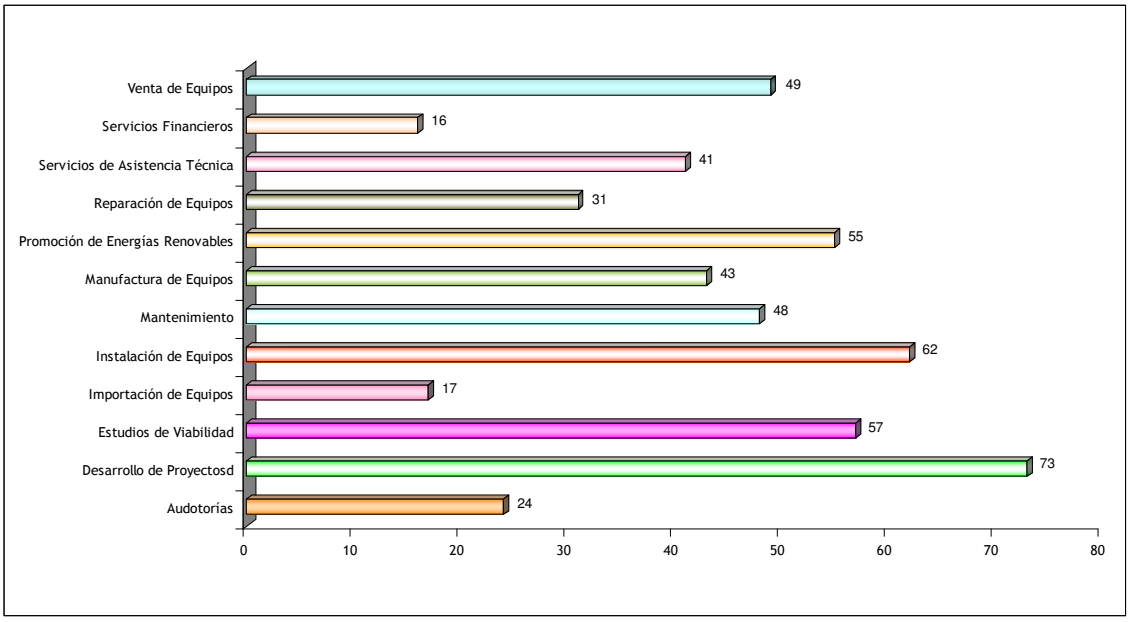
ÁREA BIOMASA TÉRMICA

		2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL 2005-2010
APOYO PÚBLICO BIOMASA TÉRMICA INDUSTRIAL	(mill. €)	0	0	0	0	0	0	**0**
APOYO PÚBLICO BIOMASA TÉRMICA DOMÉSTICA	(mill. €)	32,0	45,7	50,6	48,1	52,2	55,4	**284,0**
TOTAL APOYO PÚBLICO BIOMASA TÉRMICA	(mill. €)	32,0	45,7	50,6	48,1	52,2	55,4	**284,0**

3.6.5. Sector Industrial

El sector industrial de la biomasa en España se caracteriza por la presencia de un gran número de empresas que cubren todos los aspectos ligados al desarrollo de un proyecto. No obstante, en muy pocos casos el uso energético de la biomasa es su única o principal rama de actividad.

Se pueden distinguir las empresas por tipo de actividad, de acuerdo con lo recogido en el siguiente gráfico:



NOTA: La empresas realizan al mismo tiempo distintas actividades de las señaladas. Es frecuente que una empresa que manufacture equipos, también se dedique a la venta, instalación y mantenimiento de los mismos. Igualmente, aquella empresa que desarrolla proyectos, suele ofrecer servicios de asistencia técnica y acometer estudios de viabilidad.

3.6.6. Líneas de Innovación Tecnológica

El área de biomasa precisa de un gran esfuerzo en este capítulo, que afecta tanto a las fases de producción del recurso como a la de aplicación energética del mismo. Teniendo en cuenta la diferente problemática que concierne a ambas fases, las actuaciones prioritarias a desarrollar dentro del apartado de innovación son:

FASE DE PRODUCCIÓN

- Métodos analíticos para la determinación de estándares de calidad
- Caracterización física y energética de la biomasa
- Desarrollo de un Programa para la Promoción de los Cultivos Energéticos que incluya:
  - Selección y mejora de especies
  - Métodos sostenibles para su desarrollo
  - Análisis de productividad y costes reales
- Desarrollo de sistemas y maquinaria de recogida de biomasa
- Sistemas logísticos para el suministro de biomasa
- Métodos y equipos para la adecuación de la biomasa a su uso energético

FASE DE APLICACIÓN

- Mejora de sistemas de manejo y alimentación de biomasa
- Desarrollo de equipos eficientes para el uso de biomasa en el ámbito doméstico
- Desarrollo de tecnología nacional para la fabricación de calderas de biomasa que puedan ser empleadas en aplicaciones térmicas y eléctricas
- Desarrollo de tecnologías de lecho fluido
- Desarrollo de sistemas eficientes de **gasificación** para la producción de:
  - Energía eléctrica. Mediante la combustión del gas producido en motores, dentro de instalaciones de generación eléctrica pura o de cogeneración, y en este último caso bien se trate de instalaciones ligadas a un proceso industrial o bien a un sistema de calefacción centralizada
  - Energía térmica. En el ámbito industrial, mediante la producción de gases calientes para procesos de secado y cocción
- Desarrollo de técnicas de limpieza de gases en gasificación y combustión
- Adaptación de turbinas y motores de gas a la combustión del gas procedente de la gasificación de biomasa
- Desarrollo de sistemas de climatización con biomasa, para calefacción y refrigeración, basados en caldera y máquina de absorción

Área del Biogás

CAPÍTULO 3.7

PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA 2005-2010

3.7. Área del Biogás

La justificación actual para la producción de biogás a partir del tratamiento de residuos biodegradables es principalmente medioambiental, considerándose por tanto un subproducto del proceso de tratamiento.

El posible aprovechamiento energético del biogás (tanto térmico como eléctrico) tiene su punto de partida en cuatro tipos de residuos biodegradables: ganaderos, de lodos de estaciones depuradoras de aguas residuales (EDAR), de efluentes industriales y de la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos (RSU).

La aplicación de procesos de de digestión anaerobia en residuos ganaderos sólo es posible tecnológicamente a partir de una elevada concentración de cabezas de ganado en explotaciones intensivas. El nivel de aprovechamiento energético actual de estos residuos puede considerarse como bajo.

El biogás producido a partir de la fracción orgánica de RSU tiene una aplicación energética creciente en vertederos controlados, siendo necesario potenciar la digestión anaerobia en biorreactores que incluyan la codigestión con lodos de depuradora.

Un apreciable grado de aplicación se presenta ya en el biogás producido a partir de los residuos de instalaciones industriales, y de los lodos de depuradoras de aguas residuales urbanas.

3.7.1. Situación en la Unión Europea

La importancia que para la Unión Europea tenía un crecimiento sustancial de las fuentes de energía renovables llevó, en el marco de la política energética comunitaria, a la elaboración en el año 1997 por parte de la Comisión de las Comunidades Europeas del Libro Blanco para una Estrategia Común y un Plan de Acción para las Energías Renovables.

Este documento planteaba un ambicioso objetivo general, consistente en la aportación de las fuentes de energía renovables en un porcentaje del **12% de la energía primaria demandada en el conjunto de la Unión Europea en el año 2010**.

En lo que respecta al uso energético del biogás, el objetivo establecido para 2010 fue el de incrementar su participación en el consumo energético de la Unión en 15 millones de tep.

Como puede observarse en la figura 1, a finales del año 2003 el consumo de biogás en la Unión Europea, medido en términos de energía primaria, alcanzó los 3.219 ktep, con un crecimiento del 7,3 % sobre los datos del 2002. La evolución de este consumo, no obstante, es muy heterogénea dependiendo del país de que se trate, y en cualquier caso marca una tendencia que se aleja de la posibilidad de cumplir con los objetivos energéticos establecidos en el Libro Blanco.

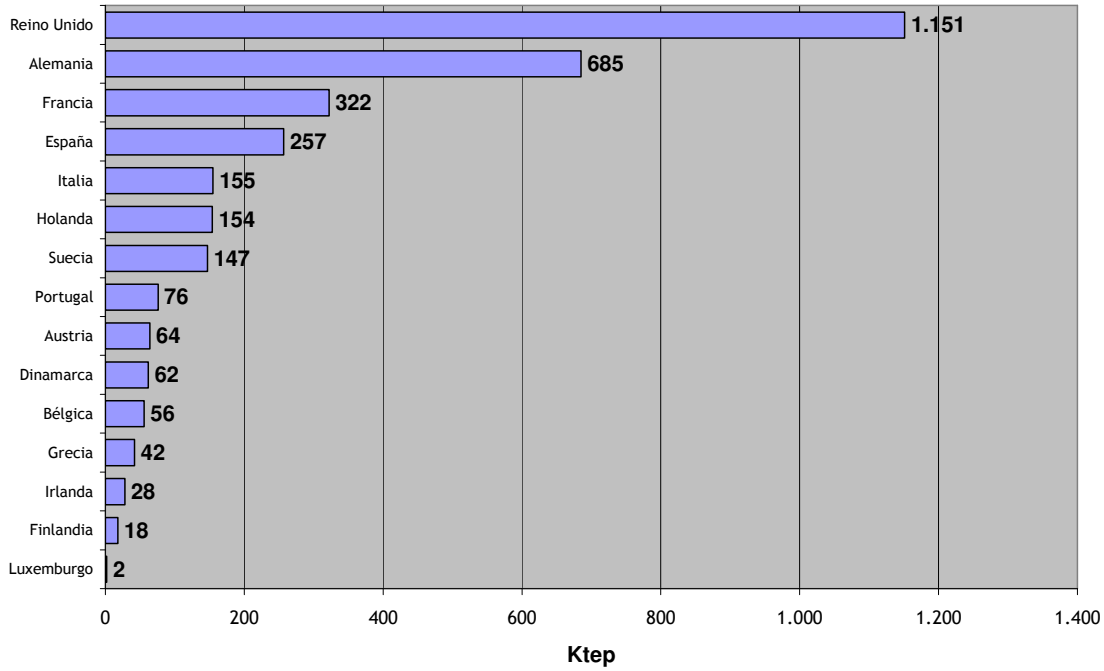


Figura 1. Consumo de biogás en la Unión Europea, a 31/12/2003 (EurObserv'ER)

3.7.2. Análisis del Área de Biogás

Tomando como punto de partida el objetivo energético recogido en el Libro Blanco de la Comisión Europea, y a partir del compromiso asumido en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, se elaboró el Plan de Fomento de las Energías Renovables, que fue aprobado por el Consejo de Ministros el 30 de diciembre de 1999, y en el que se definió el objetivo de desarrollo de cada área de energía renovable para cubrir, entre todas, al menos el 12% del consumo nacional en términos de energía primaria en 2010.

3.7.2.1. Situación Actual

El consumo de biogás en España ascendió a finales de 2004 a 266,7 ktep. Este dato culmina una evolución que ha llevado al sector a triplicar su aportación al balance energético nacional desde 1998, y que le ha permitido superar en fecha tan temprana como finales de 2003 los objetivos establecidos por el Plan de Fomento de las Energías Renovables para 2010.

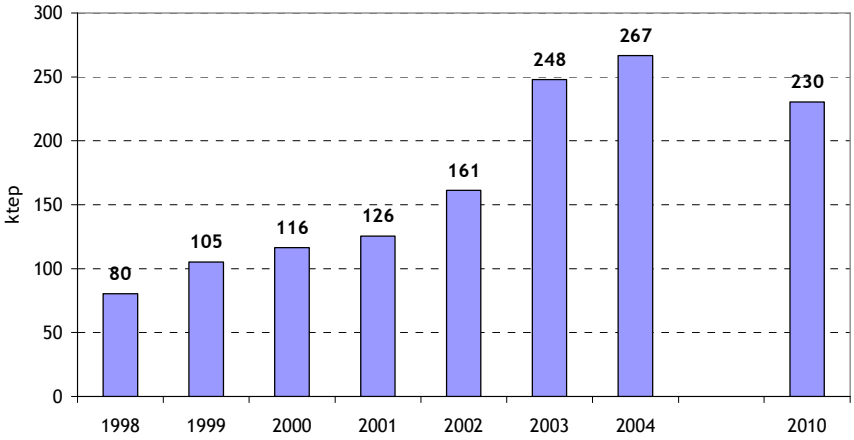


Figura 2. Evolución del consumo de biogás y previsiones en el marco del Plan de Fomento, en términos de energía primaria (IDAE)

La misma evolución aparece reflejada en la figura 3 en términos de potencia instalada.

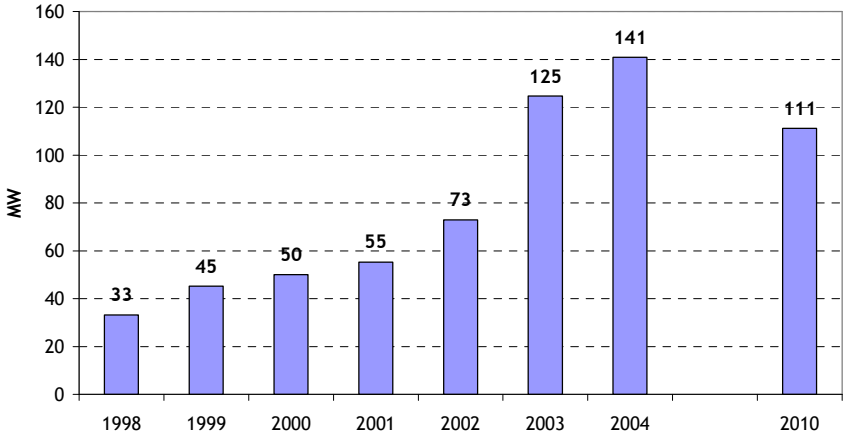


Figura 3. Evolución del consumo de biogás y previsiones en el marco del Plan de Fomento, en términos de potencia instalada (IDAE)

La figura 4, en la que se muestra el ritmo de entrada en explotación de los proyectos desde 1999, permite apreciar el grado de crecimiento del sector durante el periodo de vigencia del Plan de Fomento.

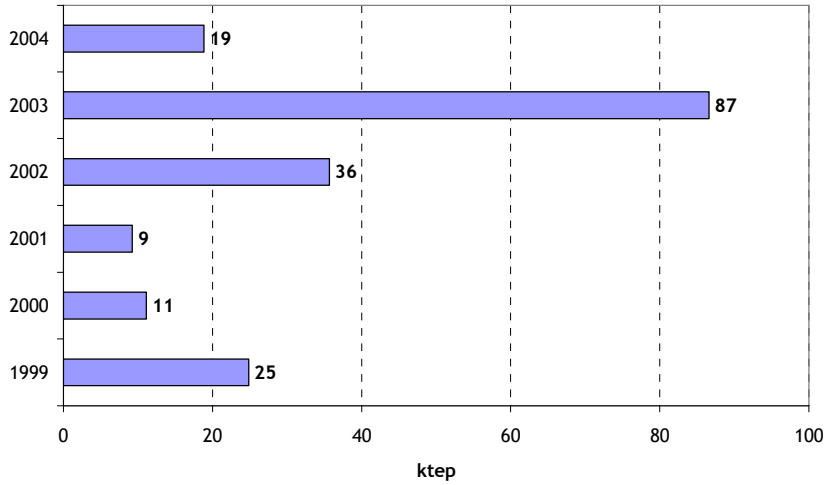


Figura 4. Entrada en explotación de proyectos de biogás, en términos de energía primaria, durante el periodo de vigencia del Plan de Fomento (IDAE)

Por último, y respecto a los tipos de proyectos que se desarrollan en nuestro país, destacan los relativos al uso energético del biogás producido en la desgasificación de vertederos, que suponen el 80 % de la energía primaria asociada a los proyectos puestos en explotación en el periodo 1999-2004. Tienen también presencia los relativos al tratamiento de lodos de depuradoras, los relativos al tratamiento de residuos ganaderos y en menor medida los relacionados con el aprovechamiento de residuos industriales biodegradables. El detalle de esta información se encuentra recogida a continuación.

Biogás: proyectos en explotación (1999-2004)

	Número de proyectos	Energía primaria (tep)	Objetivo del Plan 2010 (tep)	Cumplimiento del objetivo (%)
Tratamientos de aguas residuales	3	3.222	59.832	5,4%
Residuos ganaderos	2	3.875	7.643	50,7%
Residuos industriales	1	1.798	26.539	6,8%
Gas de vertederos	24	177.438	55.986	316,9%
TOTAL	**30**	**186.333**	**150.000**	**379,8%**

La distribución por Comunidades Autónomas muestra a Madrid y Cataluña como las de mayor consumo de biogás, con más del 50% del total, en relación directa con el desarrollo en estas comunidades de proyectos relacionados con el aprovechamiento energético del biogás generado en el tratamiento de residuos urbanos.

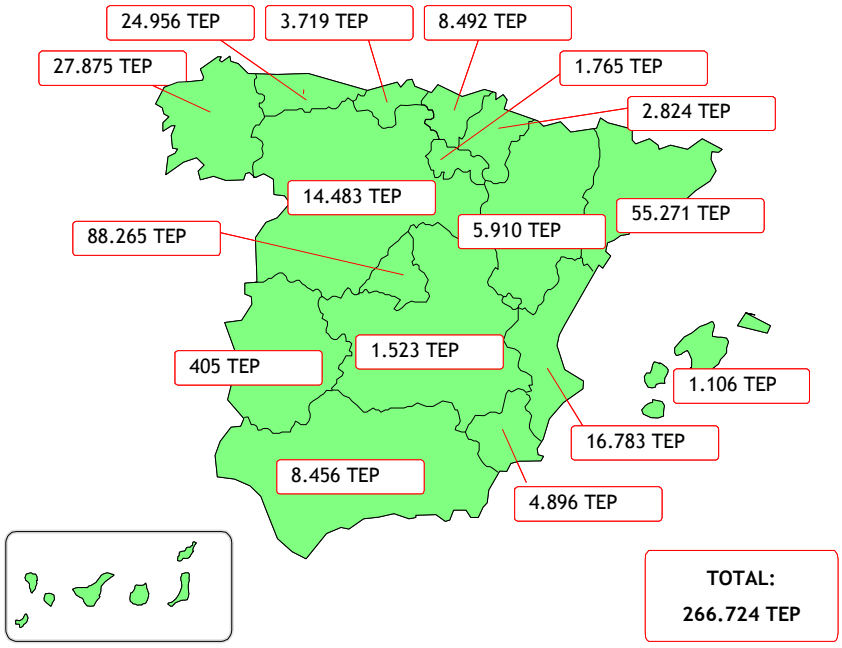


Figura 5. Consumo de biogás en España a finales de 2004 (IDAE)

3.7.2.2. Análisis del recurso

El biogás es un gas formado principalmente por CH_4, CO_2 y N_2, que es el resultado de la acción de un tipo de bacterias sobre los residuos biodegradables dentro de un mecanismo de digestión anaerobia. Como tal, por tanto, debe considerarse un subproducto del tratamiento de esos residuos.

Los residuos empleados como materia prima para la obtención del biogás son los siguientes:

a) Residuos ganaderos

La digestión anaerobia es una tecnología interesante para tratar los residuos producidos en explotaciones ganaderas intensivas con alta concentración de ganado. No obstante, y debido a la competencia de otras tecnologías, como el secado térmico de purines empleando gas natural como combustible, esta aplicación tiene en nuestro país un nivel de utilización muy bajo en la actualidad.

b) Fracción orgánica de los R.S.U.

Este tipo de residuos pueden emplearse para producir biogás de dos maneras principales: a través de la desgasificación de vertederos o bien mediante la digestión anaerobia en biorreactores. En el primer caso se trata de una tecnología de interés a partir de un volumen de capacidad de 200-250 t/día de capacidad, tecnología que ha experimentado un interesante despegue en España en los últimos años. En cuanto a la digestión anaerobia de estos residuos en biorreactores, se trata de una tecnología que, hoy por hoy, resulta menos interesante para tratar estos residuos que otros procesos más simples como el compostaje aerobio.

c) Residuos industriales biodegradables

El empleo de tecnologías de digestión anaerobia para el tratamiento de los residuos biodegradables generado en industrias como la cervecera, azucarera, alcoholera, láctea, oleícola, etc., es bastante común en nuestro país, y sus perspectivas de desarrollo son

consistentes por cuanto este tipo de tecnologías están insertas perfectamente dentro del propio proceso industrial.

d) Lodos de depuración de aguas residuales urbanas

Los lodos de depuración procedentes de los tratamientos primario y secundario que se realizan en las Estaciones Depuradoras de Aguas Residuales pueden someterse a tecnologías de digestión anaerobia para producir biogás, lo que resulta especialmente interesante, cuando de considerar una aplicación energética del biogás producido se trata, a partir de la cifra de 100.000 habitantes equivalentes. En la actualidad, y fruto de la propia evolución de este sector de tratamiento de residuos en nuestro país, la utilización energética del biogás generado a partir de este tipo de residuo ha alcanzado un importante grado de desarrollo.

3.7.2.3. Aspectos Tecnológicos

Las aplicaciones energéticas del uso del biogás pueden ser eléctricas o térmicas, si bien en ocasiones se producen los dos tipos conjuntamente en plantas de cogeneración.

La generación eléctrica empleando biogás como combustible se realiza empleando motores de combustión interna especialmente adaptados para quemar un gas de las especiales condiciones de éste, con un bajo poder calorífico y una composición química que se separa de la habitual en combustibles similares como el gas natural. Este tipo de aplicación se caracteriza por sus altos niveles de inversión, si bien el principal interés en el desarrollo de este tipo de proyectos radica en su componente ambiental, más que en sus perspectivas de rentabilidad.

La combustión de biogás para uso térmico es actualmente menos frecuente que la aplicación eléctrica, y se concentra sobre todo en las instalaciones de producción de biogás a partir de residuos industriales biodegradables. Este calor suele ser empleado para la calefacción del digestor, que debe ser mantenido en un rango de temperatura determinado, y de haber excedentes estos se dirigirían a otros usos dentro de la planta industrial o, en su caso, a la exportación a otras industrias, aspecto poco frecuente en nuestro país.

Un esquema de instalación frecuente en nuestro país es el que incluye una zona de adecuación del residuo biodegradable, otra de biometanización y una última de aprovechamiento energético del biogás, donde se acondiciona el biogás como paso previo a la entrada de éste en un motor. La electricidad generada por éste es vendida a la red dentro del marco que proporciona el régimen especial de producción eléctrica, mientras que el calor del circuito de refrigeración de alta del motor es empleado en el calentamiento de los digestores. Por último, el calor contenido en los gases de escape del motor es evacuado a la atmósfera.

Las perspectivas de evolución de la tecnología de aprovechamiento energético del biogás incluyen el perfeccionamiento de la digestión anaerobia de volúmenes pequeños de residuo, la posibilidad de emplear conjuntamente en los procesos de digestión lodos de aguas residuales y de la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos, así como el enriquecimiento del biogás a través de la digestión conjunta con materiales no residuales. El objetivo de estos procesos es siempre el aumento del rendimiento de la tecnología de digestión anaerobia para la producción de biogás así como incrementar la calidad de éste, en especial por lo que respecta a su poder calorífico.

3.7.2.4. Aspectos Normativos

Por lo que respecta a la generación de energía eléctrica con biogás, los hitos más notables dentro del ámbito normativo los marcan la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, y el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, 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. En este último se concreta, entre otros

aspectos, el régimen económico de la generación eléctrica con biogás, en el que se incluyen incentivos para la venta de la electricidad producida en el mercado eléctrico.

3.7.2.5. Aspectos Medioambientales

El uso energético del biogás es siempre la parte final de un proceso de tratamiento de residuos en el que, por lo tanto, la componente ambiental resulta siempre prioritaria.

En primer lugar, los sistemas de gestión del residuo biodegradable suponen la implementación de medidas que evitan las percolaciones y posibles afecciones al medio acuático de estos residuos.

Por otro lado, la aplicación energética supone el aprovechamiento de un recurso en cuya composición el metano tiene una presencia importante. Este gas de invernadero, cuya incidencia en el medio es muy superior a la del CO_2, es quemado en motores o calderas que forman parte de instalaciones en las que los sistemas de limpieza y depuración de gases aseguran que las emisiones a la atmósfera se encuentren siempre por debajo de los límites permitidos por la legislación.

La mejora de la eficiencia energética es otro aspecto especialmente ligado a la defensa del medio ambiente. Desde este punto de vista el tratamiento mediante digestión anaerobia del residuo resulta una alternativa especialmente interesante para los purines excedentes de explotaciones intensivas, en especial frente a la alternativa de su secado térmico empleando gas natural como combustible.

Existen, no obstante, afecciones sobre el medio inherentes al establecimiento y explotación de una instalación de estas características. Entre ellas se encuentran su impacto paisajístico y la posible existencia de malos olores relacionados con la gestión del residuo. Sin embargo, en la actualidad se cuanta con la posibilidad de desarrollar medidas correctoras de estos aspectos que limiten o incluso eliminen su impacto ambiental.

3.7.2.6. Aspectos Económicos

Por lo que respecta a las aplicaciones eléctricas del uso energético del biogás, la aprobación del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, 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, supone un hecho de extraordinaria importancia para el sector, por cuanto marca el régimen económico aplicable a la electricidad producida por este tipo de instalaciones, lo que es clave para asegurar su rentabilidad económica. La retribución económica del kWh exportado a la red dentro de este marco, en el que este tipo de instalaciones se encuentran incluidas dentro del grupo b.7 del artículo 2.1, puede considerarse adecuada, y se aplica al caso tipo siguiente, donde se recogen los principales aspectos a tener en cuenta para el análisis económico de una planta de este tipo.

Generación eléctrica con Biogás		
Potencia eléctrica		2 MW
Rendimiento global		27,09%
Vida útil		20 años
Costes Operación y Mantenimiento	0,025122 €/kWh	351.708 €/año
Inversión	1.502,53 €/kW	3.005.060 €
Producción eléctrica bruta		35.000 MWh/año

3.7.2.7. Barreras

Se distinguen aquí los principales problemas que dificultan el desarrollo del uso energético del biogás, distinguiendo la problemática relativa a la producción del recurso de aquella ligada a su transformación energética.

Barreras en la fase de producción:

Alternativas de interés económico, en especial el secado de purines empleando como combustible gas natural

La inclusión en el régimen especial de producción eléctrica del secado de purines con gas natural ha alejado a los posibles inversores del uso de la tecnología de digestión anaerobia para el tratamiento de este tipo de residuos, por razones puramente económicas, de rentabilidad de los proyectos.

Complicación tecnológica, con relación a la actividad tradicional del productor del residuo

En el ámbito del empleo de los residuos ganaderos, cabe señalar que el desarrollo de tecnologías de digestión anaerobia dista mucho de ser algo habitual en el medio rural, siendo percibido por parte de los ganaderos como algo ajeno a su actividad. Difundir las posibilidades de esta tecnología en las zonas productoras del residuo resultará ser algo fundamental de cara al futuro de estas aplicaciones.

Por otro lado, algo similar ocurre con el aprovechamiento de los residuos industriales biodegradables o los lodos de depuración de aguas residuales urbanas para la producción de biogás con fines energéticos, pues en ambos casos la aplicación energética suele ser algo ajeno a la actividad tradicional del productor del residuo.

Cumplimiento de lo dispuesto en la Directiva 1999/31 acerca de la eventualidad de depositar materia orgánica en vertederos

La Directiva sobre vertederos pretende conseguir, entre otros objetivos, que la cantidad de materia orgánica que se deposite en los mismos sea cada vez menor. Esto tiene una repercusión innegable sobre las posibilidades futuras del desarrollo de aplicaciones de aprovechamiento de biogás procedente de la desgasificación de vertederos, pues aquel se produce precisamente por la fermentación de la materia orgánica.

Barreras en la fase de aplicación:

Elevadas inversiones

El interés fundamental de desarrollar proyectos de uso energético de biogás parte de una motivación ambiental, no energética. Ello es así por la propia naturaleza de los proyectos, ligados al tratamiento de un residuo, pero también por las altas inversiones por unidad de potencia instalada. Éstas provocan además que los proyectos sean viables sólo a partir de determinada escala de tratamiento de residuos.

3.7.3. Medidas

El progreso experimentado por esta área durante los últimos años, con ser importante, presenta puntos débiles que deben ser tenidos en cuenta. Así, como ha quedado demostrado en capítulos anteriores, este avance se ha producido de forma prácticamente única mediante el desarrollo de proyectos ligados a la desgasificación de vertederos, mientras que el uso energético de biogás producido a partir de otro tipo de residuos ha experimentado pocos avances. Y esto es especialmente cierto en el caso del tratamiento de los residuos ganaderos

por digestión anaerobia, aplicación que ha sido desplazada en nuestro país por el secado térmico con gas natural en lo que es una alternativa muy discutible desde el punto de vista de la eficiencia energética.

En vista del razonamiento recogido en el párrafo anterior, las medidas de promoción para el sector que se proponen son:

- **Difusión de las tecnologías existentes entre estamentos afectados, como Ayuntamientos, Diputaciones y otros.**

  Está demostrado que, pese al avance registrado en términos relativos por las aplicaciones de uso energético del biogás en nuestro país durante los últimos años, este tipo de tecnologías siguen siendo en buena parte desconocidas para muchos de los agentes implicados en un posible desarrollo de las mismas. Esto es especialmente significativo cuando de entidades públicas se trata, lo que supone un problema pues son éstas precisamente las que deberán actuar como promotoras de los proyectos en la mayor parte de los casos.

- **Promoción de aquellas tecnologías, que han demostrado su viabilidad técnica y sus ventajas medioambientales, para el tratamiento de los residuos de la actividad agrícola-ganadera, mediante la digestión anaerobia de los mismos, generando biogás, y su posterior valorización energética.**

  El empleo de tecnologías de digestión anaerobia para el tratamiento de los residuos de la actividad agro-ganadera deberá suponer en un futuro cercano una de las mayores áreas de expansión de esta actividad en nuestro país. El empleo del secado de este tipo de residuos, y en especial de los purines, a partir de la combustión de gas natural, es poco eficiente desde el punto de vista energético y económico, por lo que debería convertirse en una prioridad el conseguir que en el corto plazo se produzca un cambio hacia un mayor empleo de la digestión anaerobia en estas aplicaciones.

- **Mantenimiento sin variaciones del régimen económico aplicable a las instalaciones de generación eléctrica con biogás, tal y como se redactó en su día en el RD 436/2004, de 12 de marzo.**

  La publicación del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, supuso dentro del ámbito de la generación eléctrica con biogás la consolidación de un régimen económico favorable al desarrollo de este tipo de aplicaciones. Teniendo esto en cuenta, así como la positiva evolución del sector durante estos últimos años, no parece adecuado promover alteraciones en el régimen económico que afecta a la electricidad vendida a la red por este tipo de instalaciones.

- **Desarrollo de procesos de co-digestión.**

  De cara al futuro el desarrollo tecnológico resulta fundamental para conseguir unos mayores rendimientos de las instalaciones, que permitan mayores rentabilidades. Dentro de este interés, el desarrollo de procesos de co-digestión, en los que se someten a un proceso de digestión anaerobia residuos de diversas procedencias, resulta fundamental, y para conseguirlo se deberá realizar aún una importante tarea en el ámbito del I+D.

El siguiente cuadro resume las medidas planteadas, asociándolas con las barreras mencionadas anteriormente sobre las que inciden:

Barreras	Medidas	Responsable	Coste (€)	Calendario
Alternativas de interés económico, en especial el secado de purines empleando como combustible gas natural	Promoción de aquellas tecnologías, que han demostrado su viabilidad técnica y sus ventajas medioambientales, para el tratamiento de los residuos de la actividad agrícola-ganadera, mediante la digestión anaerobia de los mismos, generando biogás, y su posterior valorización energética.	Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación Ministerio de Medio Ambiente Ministerio de Industria, Turismo y Comercio	Calcular el coste durante el periodo	2005-2010
Complicación tecnológica, con relación a la actividad tradicional del productor del residuo	Difusión de las tecnologías existentes entre estamentos afectados	Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación Ministerio de Medio Ambiente Ministerio de Industria, Turismo y Comercio	Calcular el coste durante el periodo	2005-2010
Cumplimiento de lo dispuesto en la Directiva 1999/31 acerca de la eventualidad de depositar materia orgánica en los vertederos	Desarrollo de procesos de co-digestión	Ministerio de Industria, Turismo y Comercio	Pendiente de evaluar	2007-2010
Elevadas inversiones	1.- Mantenimiento sin variaciones del régimen económico aplicable a las instalaciones de generación eléctrica con biogás, tal y como se redactó en su día en el RD 436/2004, de 12 de marzo. 2.- Desarrollo de procesos de co-digestión	Ministerio de Industria, Turismo y Comercio	Pendiente de evaluar	2005-2010

3.7.4. Objetivos 2010

Dentro del área de biogás el Plan de Fomento fijó un el objetivo de alcanzar los 111,20 MW y 239.103 tep a finales del año 2010, en lo que suponía un crecimiento de 78 MW y 150.000 tep durante el periodo 1999-2010. Como ya ha sido expuesto, a finales de 2003 ya se superó el objetivo propuesto, por lo que se hace necesario establecer un nuevo objetivo más acorde con la evolución del sector durante los últimos años y sus perspectivas de crecimiento.

3.7.4.1. Datos Energéticos

El desarrollo por Comunidades Autónomas del cumplimiento del objetivo durante el periodo 2005-2010 aparece recogido en el cuadro que se muestra a continuación. Con respecto a él debe tenerse en cuenta que, si bien el objetivo nacional final ha sido fijado, la distribución por Comunidades tiene un carácter estrictamente indicativo. No obstante, y a este respecto, debe hacerse notar que dicha distribución se ha hecho considerando criterios de localización del recurso, tanto en lo que se refiere a la localización de la cabaña ganadera como a la distribución de población o la presencia de industrias generadoras de residuos industriales biodegradables.

CCAA	Objetivo de incremento 2005-2010 (tep)
Andalucía	26.480
Aragón	6.487
Asturias	5.323
Baleares	8.100
Canarias	5.650
Cantabria	3.708
C-León	14.358
C-La Mancha	5.834
Cataluña	40.920
Extremadura	3.890
Galicia	6.817
Madrid	18.842
Murcia	13.472
Navarra	6.472
La Rioja	4.705
C.Valenciana	11.449
País Vasco	5.492
TOTAL	**188.000**

Fuente: IDAE

A continuación se recogen los objetivos energéticos propuestos por tipo de residuo empleado para la producción de biogás. Corresponden a incremento de energía primaria durante el periodo 2005-2010.

PER 2005-2010	
Recursos (tep)	
Residuos ganaderos	8.000
Fracción orgánica de RSU	110.000
Residuos industriales biodegradables	40.000
Lodos de depuración de ARU	30.000
Aplicaciones (tep)	
Aplicaciones eléctricas	188.000

3.7.4.2. Emisiones evitadas y generación de empleo

La siguiente tabla muestra las emisiones evitadas de CO_2 únicamente en el año 2010, debido al incremento de potencia de 94 MW previsto. Se ha tomando como referencia una central de generación eléctrica de ciclo combinado con gas natural, con un rendimiento del 54% (372 tCO_2 por GWh producido):

		ÁREA DE BIOGÁS
EMISIONES CO_2 EVITADAS	(t CO_2)	220.298
EMPLEO	(hombres-año)	1.880

En la misma tabla se indica la generación de empleo estimada a finales de 2010. Estos datos de empleo se refieren a la suma de todos los puestos de trabajo de duración anual generados durante los seis años de período, e incluyen la suma de los puestos de trabajo debidos a la inversión en la implantación del proyecto, así como los derivados de la explotación del mismo.

3.7.4.3. Inversiones Asociadas

Para los proyectos de producción de biogás se ha considerado una ratio de inversión de 1.502,53 euros/tep en 2005, que iría descendiendo a un ritmo del 5% anual hasta 2010.

Como resultado se ha obtenido la siguiente evolución de la inversión anual asociada al sector de biogás:

		ÁREA DE BIOGÁS						
		2005	**2006**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**TOTAL 2005-2010**
INVERSIÓN ANUAL	(mill. €)	7,51	14,27	16,27	21,9	30,6	29,1	**119,6**

3.7.4.4. Ayudas Públicas

Las ayudas hacen referencia exclusivamente al régimen económico correspondiente a la inclusión de este tipo de instalaciones en el régimen especial de producción eléctrica. Con estas consideraciones, la evolución de las ayudas públicas en los seis años a que se refiere este Plan se muestra a continuación:

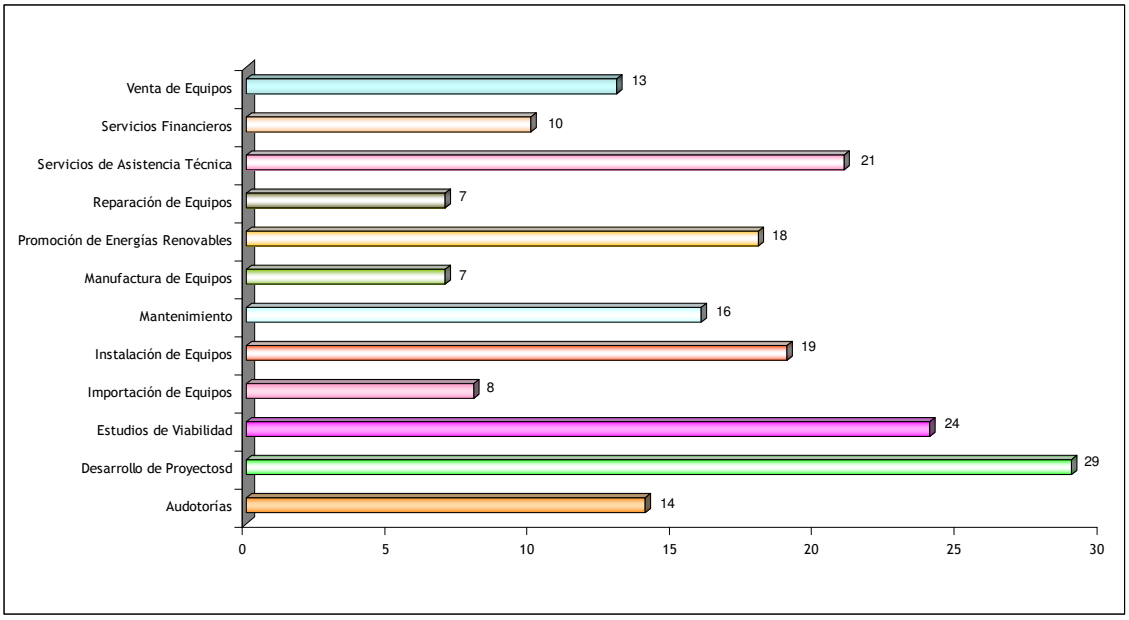
		ÁREA DE BIOGÁS						
		2005	**2006**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**TOTAL 2005-2010**
APOYO PÚBLICO	(mill. €)	0,9	2,81	5,1	8,5	13,5	18,6	**49,4**

3.7.5. El Sector Industrial en España

El sector industrial del biogás en España se caracteriza por la presencia de varias empresas que cubren todos los aspectos ligados al desarrollo de un proyecto. En este sentido cabe cifrar en nueve el número de empresas que tienen esta actividad como parte importante de su actividad, si bien el número de empresas que pueden intervenir en el desarrollo final del proyecto es muy superior, si se tienen en cuenta las ingenierías capacitadas para hacerlo y las

empresas que pueden dedicarse a equipamientos no específicos de los procesos de digestión anaerobia y aprovechamiento energético del biogás.

Se pueden distinguir las empresas por tipo de actividad, de acuerdo con lo recogido en el siguiente gráfico:



Nota: La mayor parte de empresas realizan al mismo tiempo distintas actividades de las señaladas en el gráfico.

3.7.6. Líneas de Innovación Tecnológica

Nuestro país cuenta con amplia experiencia en el desarrollo de instalaciones de aprovechamiento energético del biogás producido tanto en instalaciones de desgasificación de vertederos como en el tratamiento de residuos biodegradables de origen industrial o de lodos de depuradoras. Un caso particular dentro de este ámbito lo constituye el tratamiento de residuos ganaderos, donde el secado térmico de purines se ha erigido en una alternativa al tratamiento de estos residuos mediante digestión anaerobia.

En la fase de desarrollo actual de este tipo de aplicaciones, los objetivos a alcanzar dentro del capítulo de innovación tecnológica deberían ser:

- Mejora de eficiencia en los procesos de producción de biogás
- Desarrollo de sistemas de codigestión de los residuos biodegradables
- Optimización y mejora de los procesos de depuración y limpieza del biogás
- Desarrollo de sistemas para la inyección del biogás en la red de gas natural
- Avances tecnológicos ligados al empleo de pequeñas cantidades de residuo (ganadero, industrial o de lodos de depuradora) para el aprovechamiento energético del biogás producido en su digestión anaerobia
- Mejoras técnicas en el ámbito del rendimiento de los motores

ÁREA DE BIOCARBURANTES

CAPÍTULO 3.8

PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA 2005-2010

3.8. Área de Biocarburantes

Alcanzar un crecimiento sustancial de las fuentes de energía renovables fue el objetivo que llevó, en el marco de la política energética comunitaria, a la elaboración en el año 1997 por parte de la Comisión de las Comunidades Europeas, del Libro Blanco para una Estrategia Común y un Plan de Acción para las Energías Renovables.

Este documento planteaba un ambicioso objetivo general, consistente en la aportación de las fuentes de energía renovables en un porcentaje del **12% de la energía primaria demandada en el conjunto de la Unión Europea en el año 2010**.

En lo que respecta al consumo de biocarburantes, el objetivo establecido para 2010 fue el de incrementar su participación en el consumo energético de la Unión en 18 millones de tep.

3.8.1. Situación en la Unión Europea

A finales del año 2003, la producción de biocarburantes en la Unión Europea, medida en términos de energía primaria, alcanzó los 1.489 ktep, con un crecimiento sobre los datos de 2002 del 26,1 %. Sin embargo, y a pesar de estas altas tasas de crecimiento, la tendencia actual es insuficiente para cumplir con los objetivos energéticos establecidos en el Libro Blanco, problema al que se añade el hecho de que sólo un número reducido de estados miembros son partícipes del desarrollo de este sector.

En las figuras 1 y 2 se recoge la situación de la producción de bioetanol y biodiesel, respectivamente, en la Unión Europea. Destaca el liderazgo de nuestro país en la producción de bioetanol, y el de Alemania en el sector del biodiesel, dentro de un proceso de rápida expansión que ya a finales de 2003 elevó su capacidad de producción por encima del millón de toneladas.

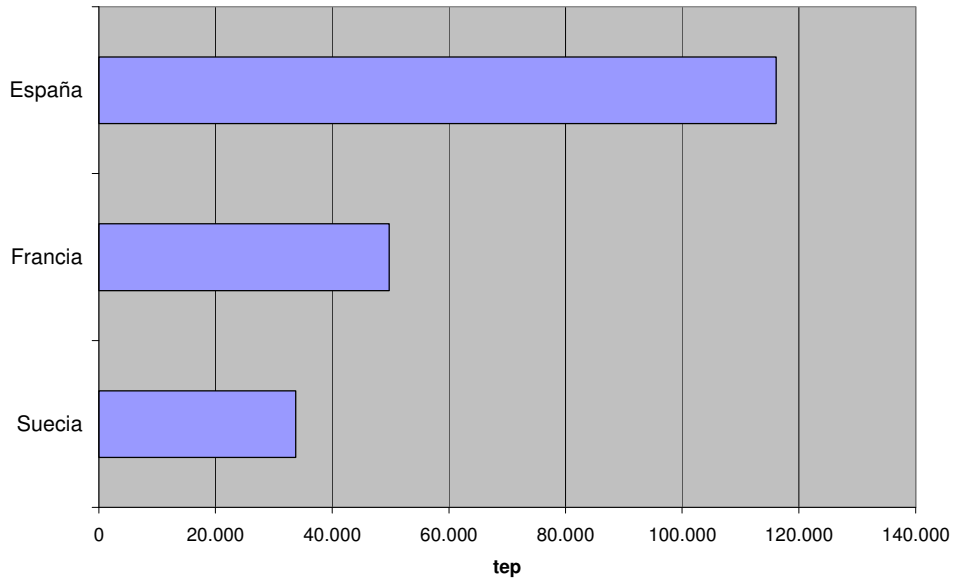


Figura 1. Producción de bioetanol en la Unión Europea, a 31/12/2003 (EurObserv'ER)

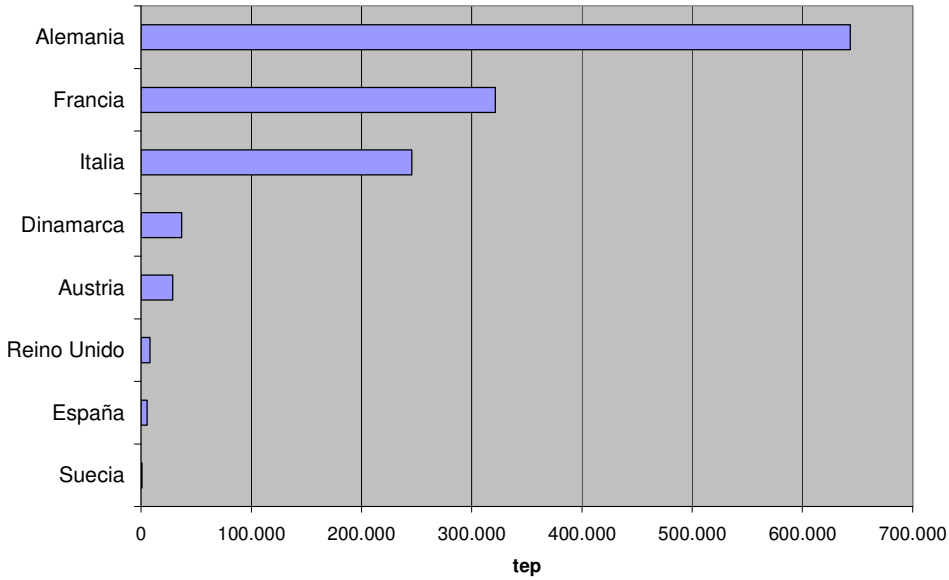


Figura 2. Producción de biodiesel en la Unión Europea, a 31/12/2003 (EurObserv'ER)

En el impulso del sector a escala europea tendrán un papel fundamental en los próximos años las directivas de fomento del uso de biocarburantes y de modificación de la fiscalidad de los productos energéticos, que abren la puerta a una reducción de la presión fiscal que recae sobre estos productos dentro de un marco de desarrollo del sector en el que se recogen ya objetivos concretos, si bien de carácter indicativo, en el horizonte del año 2010. Estas directivas son:

- **Directiva 2003/30/CE**, de 8 de mayo de 2003, relativa al fomento del uso de biocarburantes u otros combustibles renovables en el transporte

  - ✓ Establece el objetivo de alcanzar una cuota de mercado en el sector del transporte del 2% en 2005 y el 5,75% en 2010

- **Directiva 2003/96/CE**, de 27 de octubre de 2003, por la que se reestructura el régimen comunitario de imposición de los productos energéticos y de la electricidad

  - ✓ Recoge la posibilidad de aplicar una reducción o exención fiscal para el biocarburante producido en proyectos industriales

3.8.2. Análisis del Área de Biocarburantes

3.8.2.1. Situación Actual

El consumo de biocarburantes en España ascendió a finales de 2004 a 228,2 ktep. La relevancia de este dato se encuentra en el hecho de que, hasta el año 2000 no existía ninguna planta de producción de biocarburantes en funcionamiento, mientras que a finales de 2004 nuestro país ya era el líder europeo en la producción de bioetanol y había experimentado un rápido avance en el sector del biodiesel.

Pero más que los valores absolutos, que nos muestran que a finales de 2004 ya se había completado el 45,6% del objetivo energético que fijó el Plan de Fomento para esta área en el horizonte de 2010, lo importante en este sector es la tendencia de crecimiento en la que se encuentra, que dibuja un escenario de expansión francamente optimista. El reflejo del mismo se encuentra en la figura 3, en la que se observa perfectamente la evolución del sector durante los últimos años.

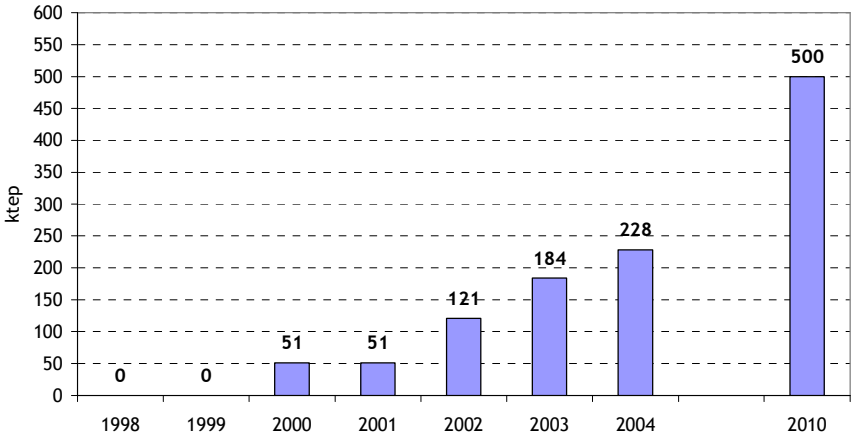


Figura 3. Evolución de la producción de biocarburantes y de sus perspectivas en el marco del Plan de Fomento, en términos de energía primaria (IDAE)

Por último, y respecto al tipo de proyectos que se desarrollan en nuestro país, cabe decir que en la actualidad existen proyectos de producción tanto de bioetanol como de biodiesel. Los primeros se caracterizan por el empleo de cereales como materia prima del proceso, mientras que en las plantas de producción de biodiesel puestas en funcionamiento hasta la fecha la materia prima de la que se parte es, en todos los casos, aceite vegetal usado, por una mera cuestión de precio del producto. El detalle de esta información se encuentra recogida a continuación.

Biocarburantes: proyectos en explotación (1999-2004)

	Número de proyectos	Energía primaria (tep)	Objetivo del Plan 2010 (tep)	Cumplimiento del objetivo (%)
Bioetanol	2	115.700	400.000	28,9%
Biodiesel	6	112.500	100.000	112,5%
TOTAL	**8**	**228.200**	**500.000**	

Como queda reflejado en el cuadro actual, a finales de 2004, España contaba con ocho plantas de producción de biocarburantes en explotación, dos de bioetanol y seis de biodiesel. El detalle de las mismas se encuentra en la tabla que se muestra a continuación:

Planta	Comunidad Autónoma	Biocarburante	Capacidad de producción (t/año)	Puesta en marcha
Ecocarburantes Españoles	Murcia (Cartagena)	Bioetanol	80.000	2000
Stocks del Vallés	Cataluña (Montmeló)	Biodiesel	6.000	2002
Bioetanol Galicia	Galicia (Curtis)	Bioetanol	100.000	2002
Bionet Europa	Cataluña (Reus)	Biodiesel	6.000	2003
Bionor Transformación	País Vasco (Berantevilla)	Biodiesel	20.000	2003
Biodiesel de Castilla-La Mancha	Castilla-La Mancha (Santa Olalla)	Biodiesel	40.000	2004
Bionorte	Asturias (S. Martín del Rey Aurelio)	Biodiesel	4.000	2004
Biodiesel-IDAE	Madrid (Alcalá de Henares)	Biodiesel	5.000	2004

La situación descrita en los párrafos anteriores, traducida a términos de energía primaria ofrece el panorama que muestra la figura 4, en la que se observa que el total nacional correspondiente a este sector ascendía a finales de 2004 a 228.200 tep.

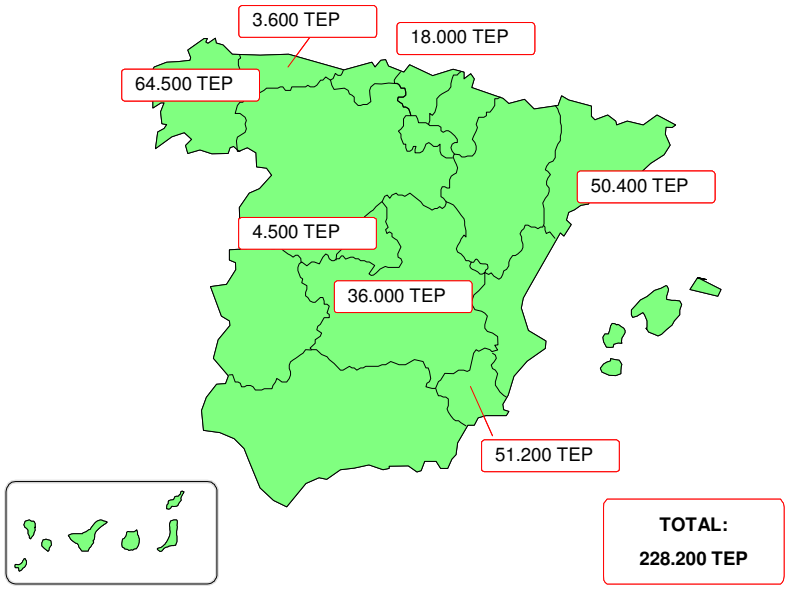


Figura 4. Producción de biocarburantes en España a finales de 2004 (IDAE)

3.8.2.2. Aspectos Tecnológicos

Se conoce como biocarburantes al conjunto de combustibles líquidos, provenientes de distintas transformaciones de la materia vegetal o animal, que pueden ser utilizados en motores de vehículos, en sustitución de los derivados de combustibles fósiles convencionales. Bajo esta denominación, no obstante, se recogen dos líneas de productos totalmente diferentes, la del bioetanol y la del biodiesel.

El bioetanol se obtiene a partir de cultivos tradicionales como los de cereal, maíz o remolacha, mediante procesos de adecuación de la materia prima, fermentación y

destilación. Sus aplicaciones van dirigidas a la mezcla con gasolinas o bien a la fabricación de ETBE, un aditivo oxigenado para las gasolinas sin plomo.

Por su parte, la producción de biodiesel se realiza a través de operaciones de transesterificación y refino de aceites vegetales, bien limpios (girasol o colza, por ejemplo), bien usados. El producto así obtenido es empleado en motores diesel como sustituto del gasóleo, ya sea en mezclas con éste o como único carburante.

3.8.2.3. Aspectos Normativos

En el ámbito europeo los hitos más importantes acontecidos recientemente son:

- **Directiva 2003/30/CE**, de 8 de mayo: establece el objetivo de alcanzar una cuota de mercado en el sector del transporte del 2% en 2005 y el 5,75% en 2010

- **Directiva 2003/96/CE**, de 27 de octubre: posibilita la reducción o exención fiscal para el biocarburante producido en proyectos industriales

Por lo que respecta a la legislación nacional, los hechos más destacables durante los últimos tiempos, siempre con relación a la normativa europea, son:

- **Ley 53/2002**, de 30 de diciembre y Real Decreto 1739/2003, de 19 de diciembre: establecen una exención fiscal durante 5 años a las plantas piloto, y una exención fiscal modulable para las plantas industriales hasta, al menos, 2012

- **Real Decreto 1700/2003**, de 15 de diciembre: traspone la Directiva 2003/30, y adapta las especificaciones técnicas relativas a la mezcla de bioetanol con gasolina al 5 % y determina que estas mezclas, así como las de biodiesel con gasóleo al mismo porcentaje no precisen un etiquetado especial

- **Real Decreto 1739/2003**, de 19 de diciembre: modifica el Reglamento de Impuestos Especiales según fue redactado en el RD 1165/1995, articulando la definición y procedimiento aplicable al caso de los proyectos piloto para el desarrollo de tecnologías de producción de biocarburantes

3.8.2.4. Aspectos Medioambientales

La obtención del recurso necesario para la producción de biocarburantes tiene una incidencia ambiental poco relevante, cuando no abiertamente positiva. En el primero de estos casos se situaría el desarrollo de cultivos energéticos para la producción de este recurso, mientras que un ejemplo de impacto ambiental positivo se encuentra en el empleo como materia prima para la obtención de biocarburantes de aceites vegetales usados, actividad que consiste en la gestión y valorización energética de un residuo.

Por lo que respecta al manejo y gestión del biocarburante, su biodegradabilidad es un factor de gran importancia desde el punto de vista ambiental, pues limita los efectos derivados de posibles fugas o accidentes en su transporte.

Pero sin duda, el aspecto más estudiado relacionado con la incidencia ambiental del uso de los biocarburantes se refiere a las emisiones a la atmósfera como resultado de la combustión en motores de los mismos. En este sentido existen factores determinantes para considerar este impacto ambiental como positivo, sobre todo con relación al empleo de carburantes fósiles convencionales, como puede ser la práctica ausencia de azufre en la composición elemental de los biocarburantes, y por ende en las emisiones resultado de su combustión. Asimismo, y tomando como base la misma comparación con respecto a los carburantes fósiles, los estudios realizados han revelado una menor presencia en los gases de escape de sustancias como el monóxido de carbono, los hidrocarburos aromáticos o las partículas.

3.8.2.5. Aspectos Económicos

El desglose de las partidas que influyen en el coste de producción de un biocarburante se recoge en las figuras 5 y 6, donde se puede observar, en primer lugar que los costes de producción de estos carburantes son más elevados que los de los carburantes fósiles de referencia, y por otro lado, que el factor que tiene una mayor influencia a la hora de calcular los costes de producción es siempre el precio de la materia prima utilizada.

		Para E5
Tamaño planta	[1]	200

Inversiones		**Meuros**
Inversiones material		
Total inversión material		136,1
Inversión inmaterial		
Total inversión inmaterial		22,0
Terrenos		
Stock inicial de cereales		
IVA inversión		
Total inversiones	[2]	179,3
Amortización material	[3]	27,2
Amortización inmaterial		4,4

Estructura de costes		**Euro/l**
Costes fijos		
	Personal O+M y distribución	
	Mantenimiento planta	
	Otros costes fijos	
	Amortización material	
	Amortización inmaterial	
Total costes fijos		**0,2615**
Costes variables		
	Enzimas y químicos	
	Agua y electricidad	
	Gas natural	
	Otros costes variables	
Total costes variables		**0,1233**
Ingresos adicionales		
	DDGS	
	Electricidad y otros	
Total ingresos adicionales		**0,1828**
Subtotal costos netos (sin materia prima)		0,2021
Materia prima	Cereal [4]	0,3823
Costes netos totales		0,5843
Costes de transporte y distribución		0,0467
Costes de ventas		0,6310
Margen sobre ventas		0,0000
Venta de producto sin impuesto		**0,6310**

[1] En millones de litros. Datos basados en casos reales
[2] En el total de inversiones se han incluido todas ellas, pero en el cálculo de la amortización se ha incluido sólo el material y el inmaterial
[3] Se consideran amortizaciones a cinco años
[4] Se incluye como materia prima sólo el cereal, ya que el alcohol vínico no se considera sostenible a medio plazo

Figura 5. Costes relativos a la producción de bioetanol a partir de cereales

Planta de producción de 50.000 t/año de biodiesel

		Capacidad	50.000,0	t
		Inversión equipos	12.621.254,2	Euros
		Inversión obra civil	300.506,1	Euros
		Amortización	5	años
Estructura de costes	**Concepto**	**Euros/año**	**cent/kg**	**cent/l**
COSTES FIJOS	Personal de operación	841.416,9	1,7	1,5
	Mantenimiento planta	120.202,4	0,2	0,2
	Seguros y tasas	138.232,8	0,3	0,2
	Otros gastos	649.093,1	1,3	1,1
	Amortización equipos (5 años)	2.524.250,8	5,0	4,4
	Amortización edificaciones (5 años)	60.101,2	0,1	0,1
TOTAL COSTES FIJOS		**4.333.297,3**	**8,7**	**7,6**
COSTES VARIABLES	Metanol	1.156.948,3	2,3	2,0
	Aditivos	450.759,1	0,9	0,8
	Vapor de agua y electricidad	900.108,8	1,8	1,6
	Otros consumibles	90.452,3	0,2	0,2
Materia prima	Aceite de girasol	33.500.000,0	67,0	59,0
	Rendimiento (kg/l)	0,88		
	Coste (cent/kg)	67,0		
TOTAL COSTES VARIABLES		**36.098.268,5**	**72,2**	**63,5**
INGRESOS ADICIONALES				
Glicerina	Ingresos	1.532.700,0	3,1	2,7
	Producción (kg/l)	0,053		
	Precio (cent/kg)	51,1		
TOTAL INGRESOS ADICIONALES		**1.532.700,0**	**3,1**	**2,7**
COSTES NETOS				
TOTAL COSTES NETOS		**38.898.865,7**	**77,8**	**68,5**
COSTES DE VENTAS	Costes de distribución	3.425.769,0	6,9	6,0
TOTAL COSTES DE VENTAS		**42.324.634,7**	**84,6**	**74,5**

Figura 6. Costes relativos a la producción de biodiesel a partir de aceite de girasol

3.8.2.6. Análisis de barreras del sector

Se distinguen aquí los principales problemas que dificultan el desarrollo del sector de los biocarburantes, distinguiendo entre las que, con carácter general, afectan al sector en su conjunto, y las que son características bien de la producción de bioetanol, bien de la de biodiesel.

Barreras de carácter general:

Necesaria exención fiscal generalizada, durante un periodo de al menos 10 años

El régimen actual de apoyo a los biocarburantes a través de incentivos fiscales se basa, para plantas industriales, no en una exención fiscal sino en un régimen de tipo cero modulable en el tiempo, lo que ocasiona incertidumbres dentro del sector. Estas incertidumbres se agravan por el hecho de que la legislación actual marca un plazo para la revisión de este sistema de apoyo. No saber qué va a ocurrir a partir de entonces (diciembre de 2012) constituye un elemento disuasorio para posibles inversiones en el sector.

Necesario desligar la producción de la materia prima de los porcentajes variables de retirada obligatoria de la PAC

Hasta la aplicación efectiva de las medidas previstas en la reforma de la PAC esta barrera existirá tal cual y la producción en la Unión Europea de materia prima para la fabricación de biocarburantes se verá influida severamente por la fluctuación del porcentaje de retirada obligatoria que se establezca.

Una vez que la reforma de la PAC sea una realidad se abrirá un nuevo paradigma para la producción de materia prima destinada a la fabricación de biocarburantes, pues se podrá beneficiar de una ayuda específica destinada a la producción de cultivos energéticos y se verá

liberada de la relación con los porcentajes de retirada obligatoria a través del desacoplamiento de ayudas, que dejarán de estar relacionadas con el nivel de producción de la zona.

Peores condiciones agronómicas para cereales y oleaginosas en España que en Europa Septentrional

Se trata de una barrera marcada por condiciones objetivas sobre la que es muy difícil actuar fuera del ámbito del desarrollo de investigación y desarrollo para conseguir mejores variedades que estén más adaptadas que las empleadas en la actualidad para conseguir producciones elevadas en las condiciones que se dan en nuestro país.

Necesario acondicionamiento de la red general de distribución de carburantes

Generalizar el consumo de biocarburantes implica disponer de una infraestructura de distribución adecuada a los requerimientos del empleo de los mismos, bien puros, bien en mezclas con carburantes fósiles.

Así, por ejemplo, la utilización de los actuales depósitos enterrados para almacenar mezclas de bioetanol y gasolinas puede suponer un problema ante la eventualidad de que se produzcan filtraciones de agua, pues ésta tiene el efecto de separar los componentes de esta mezcla, lo cual podría suponer problemas para el consumidor final.

Superar esta barrera requerirá de un esfuerzo económico importante, así como de un calendario de actuaciones que se prolongaría con toda seguridad más allá de los límites de este Plan.

Garantías necesarias de los fabricantes de vehículos

La adecuación de los biocarburantes a unos estándares de calidad resulta insuficiente si no viene avalada por el respaldo de los fabricantes de vehículos. En este sentido se han producido importantes avances a escala internacional, que deben ser refrendados en nuestro mercado interno.

La confianza que genera en todos los agentes del mercado involucrados en este sector el respaldo de los fabricantes de vehículos al empleo en los mismos de biocarburantes de calidad es de tal magnitud que puede afirmarse que sin ella será imposible hablar de un auténtico despegue del sector.

Es preciso, por otro lado, desarrollar una normativa que se dirija a la adecuación del parque automovilístico al uso de los biocarburantes, que obligue a que todos los modelos nuevos de automóviles puedan emplear, sin modificación alguna, un determinado porcentaje de biocarburante en mezcla con el carburante fósil.

Barreras específicas de cada tipo de biocarburante:

Bioetanol

Disponibilidad limitada de los isobutilenos necesarios para producir ETBE

La producción de ETBE precisa, además de etanol, de otro componente que es un subproducto de los procesos de las refinerías: el isobutileno. Éste se produce en nuestro país en una cantidad tal que limita el mercado del ETBE por lo que al empleo de bioetanol se refiere al uso de la producción de las dos plantas de producción de bioetanol que se encuentran en funcionamiento en la actualidad (Ecocarburantes Españoles y Bioetanol Galicia).

La consecuencia lógica de esta barrera es que, descartada la posibilidad de importar isobutilenos por poco eficiente, el desarrollo del mercado del bioetanol en nuestro país pase por las aplicaciones de mezcla del bioetanol con la gasolina de automoción.

Biodiesel

Alto precio de mercado de los aceites para usos alimentarios, mayor que el que puede pagar la aplicación energética

Se trata de una barrera especialmente importante, sobre todo de cara al medio y largo plazo. El marco normativo relativo a la posibilidad de mezclar carburantes fósiles y biocarburantes, unido a la evolución en los hábitos de consumo permiten concluir que en ese horizonte temporal el grueso del desarrollo del sector de los biocarburantes habrá de corresponder al ámbito de la producción de biodiesel. Ésta en la actualidad se sustenta sobre el uso de aceites vegetales usados como materia prima, pero dado que el potencial de utilización de estos es muy limitado, de cara al futuro sólo cabe pensar en un desarrollo basado en la transformación de aceites vegetales puros. Y es en este punto donde esta barrera cobra toda su relevancia, pues de no alterarse la situación actual esta vía podría cerrarse completamente por razones estrictamente económicas.

A continuación se relacionan brevemente las barreras detectadas en los distintos ámbitos de aplicación:

Ámbito de aplicación	Barreras
General	Necesaria exención fiscal generalizada, durante un periodo de al menos 10 años
	Necesario desligar la producción de la materia prima de los porcentajes variables de retirada obligatoria de la PAC
	Peores condiciones agronómicas para cereales y oleaginosas en España que en Europa Septentrional
	Necesario acondicionamiento de la red general de distribución de carburantes
	Garantías necesarias de los fabricantes de vehículos
Bioetanol	Disponibilidad limitada de los isobutilenos necesarios para producir ETBE
Biodiesel	Alto precio de mercado de los aceites para usos alimentarios, mayor que el que puede pagar la aplicación energética

3.8.3. Medidas

La implementación de medidas largamente demandadas por el sector, como el incentivo fiscal de un tipo cero para el biocarburante producido, ha sido un factor clave para el despegue de este sector en nuestro país durante los últimos años. Sin embargo, el desarrollo consistente de este nuevo sector industrial requiere ir más allá, y por ello se propone a continuación la siguiente serie de medidas:

- **Incentivos fiscales**

  El actual esquema de incentivos fiscales para las plantas industriales de producción de biocarburantes, que se encuentra recogido en la Ley 53/2002, supone la aplicación de un tipo cero del impuesto especial sobre hidrocarburos para el biocarburante producido, estableciéndose en 2012 el horizonte de aplicación de esta medida, sin seguridad alguna de cómo habrá de evolucionar a partir de entonces. Este último aspecto resulta desincentivador para los posibles inversores, pues todos los agentes involucrados en este sector saben de la importancia del incentivo fiscal para conseguir la rentabilidad de los proyectos.

  Con el fin de asegurar la rentabilidad de las inversiones y así favorecer la inversión, se propone extender el sistema actual de incentivos fiscales al menos durante los diez primeros años de la vida de un proyecto. De esta manera se eliminaría la incertidumbre que supone el proceso de revisión del incentivo fiscal en 2012 y se aseguraría un marco estable durante un número determinado de años (diez, al menos) para estos proyectos.

- **Materia prima y PAC**

  En el ámbito europeo la producción de biocarburantes a partir de materiales autóctonos pasa por lo que la Política Agraria Común establezca al respecto de la producción agrícola con destino no alimentario, y concretamente, destinada a un uso energético. Recientemente la PAC ha sufrido un proceso de reforma de resultas del cual ha surgido una figura nueva como es la posibilidad de una ayuda comunitaria para el establecimiento de cultivos energéticos (45 €/ha), a la vez que se mantienen mecanismos interesantes pero poco desarrollados que ya estaban presentes en el esquema anterior, como la posibilidad de aplicar una ayuda nacional para cultivos energéticos de hasta el 50% del coste de su establecimiento.

  Se propone desarrollar todas las posibilidades que ofrece la PAC, en particular las que se refieren a ayudas europeas y nacionales para producir cultivos energéticos, con el fin de conseguir dinamizar el mercado de materias primas para este tipo de aplicación.

- **Innovación tecnológica**

  El desarrollo actual del sector está asentado sobre unas bases que hacen que precise de un fuerte apoyo público para poder alcanzar la rentabilidad. La actividad ligada al I+D, tanto en lo que se refiere a la materia prima como a los procesos de transformación, será la clave para que este sector pueda, en el futuro, desarrollarse con autonomía de las ayudas públicas. En lo que se refiere a la materia prima, la actividad de innovación deberá permitir conseguir variedades y especies más adaptadas a las condiciones agronómicas españolas, que ofrezcan mejores rendimientos y más adaptados a su uso energético. Por otro lado, los procesos de transformación deberán, con el desarrollo del sector, permitir obtener producciones de mejor calidad y a menores precios, así como abrir nuevas posibilidades (caso de la producción de bioetanol a partir de la hidrólisis de materiales lignocelulósicos) que permitan el desarrollo del sector bajo un nuevo paradigma en el futuro cercano.

Se propone desarrollar la investigación y desarrollo relativos a las características del producto empleado como materia prima, así como al proceso de transformación. Esto resulta indispensable para garantizar el progreso del sector a medio y largo plazo.

- **Desarrollo de una logística de distribución**

  Poner a disposición del consumidor un nuevo carburante, sobre todo si se trata de uno producido fuera del circuito de las grandes empresas del sector, no es tarea fácil. Se necesita cubrir todos los eslabones de la cadena que va desde el productor de la materia prima hasta la estación de servicio, y alcanzar el mayor número posible de puntos de venta.

  Por ello, y con el fin de facilitar el acceso de los consumidores al producto, es preciso desarrollar todos los pasos que hagan del biocarburante un producto fácilmente accesible a todos los consumidores de carburantes dentro del sector de los transportes.

- **Mezclas de biocarburantes con carburantes convencionales**

  El empleo de mezclas de biocarburantes con carburantes convencionales, incluso dentro de los límites que permite la normativa, ha suscitado recelo entre agentes del sector como los fabricantes de automóviles, que desconfían de la calidad del biocarburante que llega al consumidor.

  Por ello, deberán realizarse los desarrollos técnicos necesarios para garantizar la calidad del biocarburante producido frente al consumidor. Y asimismo, debería desarrollarse una normativa que se dirija a la adecuación del parque automovilístico al uso de los biocarburantes, no permitiendo que ningún nuevo modelo de coche se ponga en circulación sin estar preparado para emplear un determinado porcentaje de mezcla de biocarburante.

- **Certificación y vigilancia de los estándares de calidad de los biocarburantes**

  Con relación a lo apuntado en el apartado anterior, y abundando en el terreno de crear y mantener la confianza entre todos los agentes involucrados en el desarrollo del sector de los biocarburantes, deberá insistirse en la rigurosidad en la realización de las tareas de certificación y vigilancia de los estándares de calidad.

- **Desarrollo de una logística de recogida de aceites vegetales usados**

  Los aceites vegetales usados constituyen una materia prima para la obtención de biodiesel cuya principal ventaja estriba en su precio y en la existencia de una red más o menos organizada de posibles suministradores del producto. Ampliar, organizar y estructurar esta red es fundamental de cara a aprovechar al máximo las ventajas que ofrece el empleo de este tipo de materia prima, en lo que supone el aprovechamiento de un material que de otro modo debería ser tratado como un residuo.

  Por otro lado, debe tenerse en cuenta que el potencial de desarrollo del sector de producción de biodiesel a partir de aceites vegetales usados es limitado, por lo que la necesidad de implementar la medida que aquí se propone irá incrementando su importancia a medida que se desarrolle el sector.

El siguiente cuadro resume las medidas planteadas, asociándolas con las barreras mencionadas anteriormente sobre las que inciden:

Barreras	Medidas	Responsable	Coste (€)	Calendario
Necesaria exención fiscal generalizada, durante un periodo de al menos 10 años	Extender el esquema actual de incentivos fiscales al menos durante los diez primeros años de la vida de un proyecto	Ministerio de Hacienda	Calcular el coste durante el periodo	2006
Necesario desligar la producción de la materia prima de los porcentajes variables de retirada obligatoria de la PAC	Desarrollo de todas las posibilidades que ofrece la PAC, en particular las que se refieren a ayudas europeas y nacionales para producir cultivos energéticos	Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación Ministerio de Economía	Sin coste adicional al actual	2005-2010
Peores condiciones agronómicas para cereales y oleaginosas en España que en Europa Septentrional	Desarrollo y selección de nuevas especies de oleaginosas, adaptadas a las características agronómicas de España	Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación Ministerio de Industria, Turismo y Comercio	Pendiente de evaluar	2007-2010
Necesario acondicionamiento de la red general de distribución de carburantes	1.- Desarrollo de una logística de distribución 2.- Desarrollos técnicos en lo relativo a las mezclas de biocarburantes con carburantes convencionales	Ministerio de Industria, Turismo y Comercio	Pendiente de evaluación	2005-2010
Garantías necesarias de los fabricantes de vehículos	Certificación y vigilancia de los estándares de calidad de los biocarburantes Desarrollar una normativa que se dirija a la adecuación del parque automovilístico al uso de los biocarburantes	Ministerio de Industria, Turismo y Comercio Comunidades Autónomas	Sin coste	2007
Alto precio de mercado de los aceites para usos alimentarios, mayor que el que puede pagar la aplicación energética	1.- Desarrollo de una logística de recogida de aceites vegetales usados 2.- Desarrollo y selección de nuevas especies de oleaginosas, adaptadas a las características agronómicas de España	Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación Ministerio de Medio Ambiente Comunidades Autónomas	1.- Sin coste 2.- Pendiente de evaluar	2005-2010

3.8.4. Objetivos 2010

Dentro del área de biocarburantes el Plan de Fomento fijó el objetivo de alcanzar los 500.000 tep a finales del año 2010 partiendo de una situación de referencia de total ausencia de plantas de producción de biocarburantes.

En la situación actual, con el 45,6% del objetivo del Plan cumplido y un sector industrial en plena expansión, y tras la aprobación de la Directiva 2003/30, que recoge el objetivo de cubrir el 5,75% de la cuota de mercado de combustibles para el transporte con biocarburantes y otros combustibles renovables, es preciso ampliar el escenario de desarrollo del sector para los próximos años asumiendo los objetivos recogidos en la Directiva 2003/30, lo que elevaría el objetivo energético para el sector en el horizonte de 2010 hasta alcanzar los 2,2 millones de tep.

3.8.4.1. Datos Energéticos

En la tabla siguiente se refleja una comparativa entre la situación en el año 2004 y los objetivos para el año 2010, tanto del anterior Plan de Fomento como de este Plan de Energías Renovables 2005-2010. La distribución de objetivos relativa al PER 2005-2010 responde a una relación de proyectos que en la actualidad se encuentran en estado de ejecución o estudio, y es, por lo tanto, fruto de la experiencia acumulada sobre el sector.

CCAA	Situación 2004 (tep)	Objetivos totales acumulados	
		Objetivo PFER 2010 (tep)	Objetivo PER 2010 (tep)
Andalucía	0	100.000	88.000
Aragón	0	50.000	88.000
Asturias	3.600	0	44.000
Baleares	0	0	44.000
Canarias	0	0	0
Cantabria	0	0	220.000
C-León	0	100.000	330.000
C-La Mancha	36.000	50.000	176.000
Cataluña	50.400	50.000	330.000
Extremadura	0	50.000	176.000
Galicia	64.500	50.000	220.000
Madrid	4.500	0	22.000
Murcia	51.200	50.000	220.000
Navarra	0	0	154.000
La Rioja	0	0	0
C.Valenciana	0	0	0
País Vasco	18.000	0	88.000
TOTAL	**228.200**	**500.000**	**2.200.000**

Fuente: IDAE

A continuación se recogen los objetivos energéticos propuestos para cada tipo de recurso y biocarburante. Corresponden a incremento de energía primaria durante el periodo 2005-2010.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS 2005-10 (tep)	
Recursos	
Cereales y biomasa	550.000
Alcohol vínico	200.000
Aceites vegetales puros	1.021.800
Aceites vegetales usados	200.000
Aplicaciones	
Bioetanol	750.000
Biodiesel	1.221.800
TOTALES	
Energía primaria (tep)	1.971.800

3.8.4.2. Emisiones evitadas y generación de empleo

La siguiente tabla muestra las emisiones evitadas de CO_2 únicamente en el año 2010. Además, se refleja la creación de empleo derivada tanto de la inversión realizada en los proyectos como de la explotación de los mismos.

		ÁREA DE BIOCARBURANTES
EMISIONES CO_2 EVITADAS	(t CO_2)	5.905.270
EMPLEO GENERADO	Hombres/año	46.227

3.8.4.3. Inversiones Asociadas

Para los proyectos de producción de bioetanol se ha considerado una ratio de inversión de 1.409 euros/tep en 2005, que iría descendiendo a un ritmo del 5% anual hasta 2010. Para los de producción de biodiesel la ratio baja hasta los 258 euros/tep, reduciéndose con el tiempo en la misma proporción que en el primer caso.

Como resultado se ha obtenido la siguiente evolución de la inversión anual asociada al sector de biocarburantes:

ÁREA DE BIOCARBURANTES

		2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL 2005-2010
INVERSIÓN ANUAL	(mill. €)	12,90	170,6	205,6	200,8	231,0	335,8	**1.156,8**

3.8.4.4. Ayudas Públicas

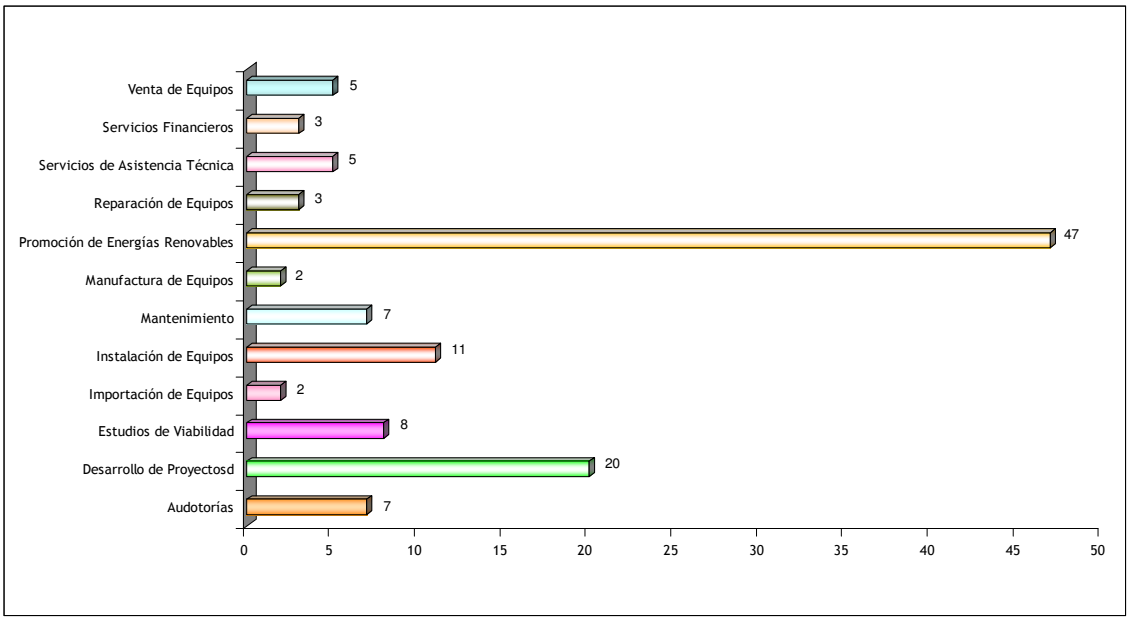
Las ayudas hacen referencia a los incentivos fiscales que recibe el biocarburante producido, entendidos como tipo cero del impuesto especial sobre hidrocarburos. Con estas consideraciones, la evolución de las ayudas públicas en los seis años a que se refiere este Plan se muestra a continuación:

ÁREA DE BIOCARBURANTES

		2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL 2005-2010
APOYO PÚBLICO	(mill. €)	18,6	153,0	328,8	517,6	751,5	1.085,6	**2.855,1**

3.8.5. El Sector Industrial en España

Existen en la actualidad cinco plantas de producción de biocarburantes en fase de explotación, que son la parte más visible de un sector industrial en plena expansión en nuestro país. En él, si bien pueden circunscribirse a dos empresas las relacionadas con las tecnologías de producción del biocarburante, existen otras muchas ligadas al posible desarrollo y explotación de un proyecto de este estilo. A continuación se recoge el desglose de las mismas en un gráfico.



Nota: La mayor parte de empresas realizan al mismo tiempo distintas actividades de las señaladas en el gráfico.

3.8.6. Líneas de innovación tecnológica

El desarrollo a medio y largo plazo de este sector está directamente vinculado con los avances que se realicen en este capítulo, tanto en lo que se refiere a la producción de materia prima como en los procesos de transformación. En el primer caso con la vista puesta en la obtención de cultivos de alta productividad y orientados a la aplicación energética, y por lo que a los procesos de transformación se refiere, mediante la mejora de los rendimientos de los ya existentes, así como mediante el paso a una fase comercial de otras tecnologías que hoy se encuentran en el ámbito del I+D.

Concretando los enunciados expuestos en el párrafo anterior, los objetivos dentro del apartado de innovación tecnológica para esta área son:

FASE DE PRODUCCIÓN

- Desarrollo de tecnologías para la recogida, acondicionamiento, transporte y almacenamiento de la materia prima.

- **Bioetanol:**

  - Selección de variedades vegetales que optimicen la relación almidón-proteína, así como búsqueda y selección de especies productoras de azúcar o lignocelulósicas adecuadas para la producción de este biocarburante.

- **Biodiesel:**

  - Búsqueda y selección de especies oleaginosas más adaptadas a las características agronómicas de nuestro país, y que permitan una producción de calidad a bajo coste.

FASE DE APLICACIÓN

- Desarrollo de tecnologías de producción de biocarburantes a partir de productos lignocelulósicos y/o semillas, así como de grasas animales.

- Realizar experiencias de demostración de larga duración de uso de biocarburantes en flotas cautivas.

FINANCIACIÓN

CAPÍTULO 4

PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA 2005-2010

4.1.- Introducción

Si el análisis financiero es una materia fundamental a la hora de poner en marcha cualquier plan, la envergadura e importancia de los objetivos de este Plan de Energías Renovables para el periodo 2005-2010, lo hacen aún más necesario.

Para llevar a buen puerto los objetivos aquí establecidos, se ha llevado a cabo una evaluación detallada de la inversión que se prevé acometer a lo largo del periodo, del carácter de esa inversión y de los apoyos públicos necesarios para alcanzar los objetivos. Se han mantenido la metodología y criterios de análisis económico y financiero que se aplicaron en el Plan de Fomento en 1999. El análisis, basado en las especificidades de cada tecnología —grado de madurez, costes, contribución al objetivo global—, se soporta en el equilibrio de todos los factores, de tal forma que se logre alcanzar la rentabilidad privada y pública, movilizando los recursos necesarios para llevar a cabo las inversiones previstas.

Dado que el crecimiento sustancial de las fuentes renovables es un elemento de estrategia económica, social y medioambiental, y que las energías convencionales no recogen actualmente en sus precios los impactos negativos que producen, el apoyo público a las energías renovables constituye un factor clave para equilibrar la concurrencia en el mercado de las distintas fuentes energéticas.

En el ámbito objeto de este capítulo, hay que señalar que algunas de las medidas en su día propuestas, se han convertido en realidades desde hace ya algunos años. Como es el caso, entre otras, de las deducciones fiscales por inversiones en aprovechamiento de las energías renovables, de la exención fiscal a los biocarburantes en el impuesto especial de hidrocarburos y de las líneas de financiación con bonificación del tipo de interés (Línea ICO-IDAE).

En lo que respecta a las fuentes de financiación ajena no se trata en este apartado de enumerar las diferentes modalidades y posibilidades de adecuación a tipologías de proyectos según su grado de implantación, sino tan sólo apuntar que el mercado financiero sigue respondiendo con criterio normalmente decidido al factor de rentabilidad económica en un marco normativo estable. De aquí, una vez más, la importancia de la iniciativa pública para facilitar e impulsar el cumplimiento de los objetivos establecidos.

4.2.- Análisis económico-financiero del Plan de Inversiones

Para establecer las necesidades de financiación de cada tecnología, se han determinado los parámetros técnico-económicos de cada una de ellas, dando lugar a la formulación de los correspondientes proyectos-tipo por tecnologías. Así, se ha obtenido la combinación de financiación que cada una requiere siempre manteniendo una rentabilidad suficiente tanto para el inversor, como para la entidad financiera.

Se han cuantificado inicialmente los incrementos de potencia requeridos para obtener el objetivo de producción energética deseado. Dichos incrementos se distribuyen a lo largo del período del Plan y se valora el importe total de la inversión que precisaría este incremento de potencia necesario, teniendo en consideración tanto los períodos de ejecución, como las previsibles fechas de puesta en marcha.

El análisis realizado trata de equilibrar la aplicación de los recursos de forma que se obtengan unos niveles de rentabilidad de la inversión que la hagan atractiva con relación a otras alternativas en un sector equivalente en rentabilidad, riesgo y liquidez, y siempre intentando optimizar los recursos públicos disponibles.

Los supuestos e hipótesis técnico-financieras empleados en el cálculo y análisis del escenario resultante, y para la generalidad de cada proyecto tipo, son los siguientes:

- *Período de cálculo*: valorados en períodos anuales.

- *Periodo de ejecución*: plazo estimado para acometer y realizar la inversión material acorde con la naturaleza de cada proyecto tipo

- *Vida útil de las instalaciones*: promedio temporal estimado para cada proyecto tipo, medido en años, y que coincide con el periodo de explotación de las instalaciones en correcto estado de producción, uso y funcionamiento.

- *Horas de funcionamiento equivalentes*: estimadas de acuerdo a la experiencia conocida de cada una de las tecnologías.

- *Producción esperada*: producto resultante de multiplicar horas equivalentes de funcionamiento (considerando los efectos de disponibilidad de los equipos) por la potencia instalada en cada proyecto tipo

- *Precio de venta energía*: para el caso de proyectos con posibilidad de venta de la energía producida, se toma el precio fijo regulado o precio de mercado más prima, ponderado anualmente según el parámetro que pudiera incidir en su actualización (IPC eléctrico). En el caso de proyectos de sustitución y/o ahorro de otras fuentes energéticas, se considera el coste sustituido por unidad de energía como precio de venta equivalente.

- *Inversión material*: adquisiciones de activos fijos desembolsadas íntegramente (IVA incluido) durante el periodo de ejecución. A efectos de cálculo se considera la recuperación del IVA diferido en un año respecto a su desembolso inicial.

- *Gastos de operación y mantenimiento*: en esta partida se encuentran recogidos y valorados todos aquellos gastos que pudieran precisarse para la correcta explotación de las instalaciones, debidamente ponderados y actualizados anualmente en su evolución a futuro. Se entiende, que de ser necesaria la reposición de equipos, su coste se encuentra distribuido a lo largo del funcionamiento del proyecto, y dentro de este concepto.

- *Índice medio de Precios al Consumo (IPC)*: factor de actualización considerado constante a lo largo del periodo de análisis (2%), y empleado como parámetro corrector de importes no energéticos.

- *Índice medio de Precios de Energía Eléctrica*: factor de actualización considerado constante a lo largo del periodo de análisis (1,4%), y empleado como parámetro corrector de importes asociados a partidas energéticas.

- *Impuesto sobre Sociedades*: establecido de acuerdo al tipo general actualmente vigente fijado en el 35 %, y considerado constante a lo largo del periodo de análisis.

- *Rentabilidad de los proyecto tipo*: calculada sobre la base de mantener un Tasa Interna de Retorno (TIR), medida en moneda corriente y para cada proyecto tipo, próxima a un 7%, con recursos propios (antes de financiación) y después de impuestos.

- *Cuenta de Resultados*: para cada proyecto tipo, y de acuerdo con las hipótesis anteriores, se establece una previsión de la cuenta de resultados a lo largo de su vida útil, con arreglo a la cual se calcula el cash-flow que proporciona la rentabilidad del proyecto.

De acuerdo con el planteamiento general y las hipótesis anteriormente detalladas, se configuran para cada una de las tecnologías las necesidades financieras a fin de conseguir un desarrollo adecuado a las previsiones establecidas a lo largo del período del Plan.

Del análisis de las inversiones propuestas en las diferentes tecnologías de acuerdo a la metodología utilizada, se puede destacar que el volumen de inversión global estimada para alcanzar los objetivos energéticos en el período considerado asciende a 23.599 millones de euros, que requerirán de una financiación propia de 4.720 millones de euros; la financiación restante deberá ser asumida por el mercado (18.198 millones de euros) y por las ayudas públicas a la inversión (681 millones de euros):

Fuente Financiación	***Importe (miles de euros)***	***%***
Promotores	*4.719.728*	*20,0%*
Financiación ajena	*18.197.974*	*77,1%*
Ayuda pública	*680.939*	*2,9%*
TOTAL	***23.598.641***	***100%***

Los resultados del análisis financiero, con las inversiones propuestas en las diferentes tecnologías, los apoyos públicos propuestos y los objetivos energéticos, se recogen en la tabla siguiente detallados para cada tecnología en el período 2005 – 2010.

ANALISIS FINANCIERO

PLAN DE ENERGIAS RENOVABLES

22/06/05

PERIODO 2005 - 2010

(Importes en miles de Euros)

AREA TECNOLÓGICA (Tipo de energia)		OBJETIVO ENERGETICO A 2010						IMPORTE INVERSION ENERGETICA	FINANCIACION INVERSION TOTAL			PRIMA		INCENTIVOS FISCALES		
		INCREMENTO ENERGIA PRIMARIA		INCREMENTO GENERACION ELECTRICA												
				POTENCIA		ENERGIA		TOTAL	PROMOTOR	AJENA	AYUDA PÚBLICA	TOTAL PERIODO	IMPORTE ANUAL A FIN PERIODO	PRORRATA IVA	DESGRAVACION INVERSION	EXENCIÓN IMP. ESPEC.
HIDROELECTRICA	**Hidroeléctrica**	**168.371**	**tep**	**810**	**MW**	**1.958**	**GWh**	**950.063**	**190.013**	**760.051**	**0**	**189.062**	**59.920**	**0**	**0**	**0**
	P < 10 MW	*109.306*	*tep*	*450*	*MW*	*1.271*	*GWh*	*700.042*	*140.008*	*560.034*	*0*	*124.569*	*39.951*			
	10 MW < P < 25 MW	*41.349*	*tep*	*257*	*MW*	*481*	*GWh*	*185.478*	*37.096*	*148.382*	*0*	*52.504*	*15.113*			
	25 MW < P < 50 MW	*17.716*	*tep*	*103*	*MW*	*206*	*GWh*	*64.543*	*12.909*	*51.634*	*0*	*11.989*	*4.856*	*0*	*0*	*0*
EOLICA	**Parque Eólico**	**2.230.840**	**tep**	**12.000**	**MW**	**25.940**	**GWh**	**11.756.391**	**2.351.278**	**9.405.113**	**0**	**2.598.870**	**815.356**	**0**	**0**	**0**
BIOMASA	**Térmica Industrial**	**377.792**	**tep**		**MW**		**GWh**	**54.577**	***10.915***	***43.662***	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
BIOMASA	**Térmica Domestico**	**204.722**	**tep**		**MW**		**GWh**	**710.097**	***142.019***	***284.039***	**284.039**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
BIOMASA	**Aplicación Eléctrica**	**4.457.786**	**tep**	**1.695**	**MW**	**11.823**	**GWh**	**1.964.596**	**392.919**	**1.571.677**	**0**	**1.059.922**	**478.493**	**0**	**0**	**0**
	Residuos Industriales Forestales	*298.611*	*tep*	*100*	*MW*	*698*	*GWh*	*151.475*	*30.295*	*121.180*	*0*	*41.256*	*16.443*	*0*	*0*	*0*
	Residuos Industriales Agricolas	*298.611*	*tep*	*100*	*MW*	*698*	*GWh*	*151.475*	*30.295*	*121.180*	*0*	*82.512*	*32.886*			*0*
	Residuos Agricolas Leñosos	*298.611*	*tep*	*100*	*MW*	*698*	*GWh*	*149.803*	*29.961*	*119.842*	*0*	*76.246*	*32.886*	*0*	*0*	*0*
	Residuos Agricolas Herbaceos	*298.611*	*tep*	*100*	*MW*	*698*	*GWh*	*149.803*	*29.961*	*119.842*	*0*	*76.246*	*32.886*	*0*	*0*	*0*
	Residuos Forestales	*179.167*	*tep*	*60*	*MW*	*419*	*GWh*	*90.981*	*18.196*	*72.785*	*0*	*50.208*	*19.732*	*0*	*0*	*0*
	Cultivos Energéticos	*1.531.875*	*tep*	*513*	*MW*	*3.578*	*GWh*	*755.366*	*151.073*	*604.293*	*0*	*450.301*	*224.941*	*0*	*0*	*0*
	Co - combustión	*1.552.300*	*tep*	*722*	*MW*	*5.036*	*GWh*	*515.692*	*103.138*	*412.554*	*0*	*283.152*	*118.719*	*0*	*0*	*0*
BIOCARBURANTES	**Biocarburantes (*)**	**1.971.800**	**tep**		**MW**		**GWh**	**1.156.830**	**231.366**	**925.464**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**2.855.095**
	Bioetanol	*750.000*	*tep*		*MW*		*GWh*	*888.284*	*177.657*	*710.627*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*1.545.423*
	Biodiesel	*1.221.800*	*tep*		*MW*		*GWh*	*268.546*	*53.709*	*214.837*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*1.309.672*
BIOGAS	**Aplicación Eléctrica**	**188.000**	**tep**	**94**	**MW**	**592**	**GWh**	**119.658**	**23.932**	**95.726**	**0**	**49.425**	**18.614**	**0**	**0**	**0**
SOLAR TERMICA	**Solar térmica**	**324.660**	**tep**		**MW**		**GWh**	**2.684.611**	**536.922**	**1.799.610**	**348.078**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
	Prefabricados	*64.932*	*tep*		*MW*		*GWh*	*597.713*	*119.543*	*400.257*	*77.914*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*
	Inst. por elementos	*259.728*	*tep*		*MW*		*GWh*	*2.086.897*	*417.379*	*1.399.354*	*270.164*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*
SOLAR TERMOELECTRICA	**Aplicación Eléctrica**	**509.011**	**tep**	**500**	**MW**	**1.298**	**GWh**	**2.162.500**	**432.500**	**1.723.800**	**6.200**	**559.514**	**254.997**	**0**	**0**	**0**
SOLAR FOTOVOLTAICA	**Inst. Aislada (*)**	**1.290,0**	**tep**	**15**	**MW**	**15**	**GWh**	**165.107**	**33.021**	**95.762**	**36.324**			**0**	**0**	**0**
SOLAR FOTOVOLTAICA	**Inst. Interconectada**	**46.254**	**tep**	**348**	**MW**	**538**	**GWh**	**1.874.211**	**374.842**	**1.493.070**	**6.299**	**499.415**	**200.836**	**0**	**0**	**0**
	Pot. < 100 kW - fija	*22.038*	*tep*	*205*	*MW*	*256,25*	*GWh*	*996.794*	*199.359*	*792.989*	*4.446*	*295.262*	*105.717*			
	Pot. < 100 kW - con seguimiento	*15.840*	*tep*	*112*	*MW*	*184,18*	*GWh*	*687.864*	*137.573*	*548.439*	*1.853*	*171.085*	*75.985*			
	Pot. > 100 kW - centrales	*8.377*	*tep*	*31*	*MW*	*97,40*	*GWh*	*189.553*	*37.911*	*151.642*	*0*	*33.069*	*19.135*			
		10.480.526	**tep**	**15.462**	**MW**	**42.163**	**GWh**	**23.598.641**	**4.719.728**	**18.197.974**	**680.939**	**4.956.208**	**1.828.216**	**0**	**0**	**2.855.095**
									23.598.641					**2.855.095**		

3.536.034

NOTAS

(*) No se aplican criterios de rentabilidad

4.3.- Ayudas públicas requeridas por el Plan

Tal y como se desprende de la tabla anterior, el mayor peso de la financiación del Plan corresponde al mercado financiero. La financiación ajena para acometer las inversiones del período 2005 – 2010 se estima en 18.198 millones de euros, el 77,1% de dichas inversiones, por lo que resulta fundamental situar a las diferentes tecnologías en una posición de rentabilidad económica que las hagan atractivas al inversor y que, además, facilite el acceso a la financiación bancaria. Es en este marco y por los motivos anteriormente citados, en el que se sustentan los apoyos públicos, que representan un factor imprescindible para impulsar el crecimiento de los diferentes sectores renovables. A los promotores les correspondería, de acuerdo con las estimaciones realizadas, cerca de 4.720 millones de euros, es decir, el 20% de las inversiones.

Bajo la denominación genérica de apoyos públicos se incluyen tres categorías claramente diferenciadas, la primera de ellas a la inversión y las otras dos a la explotación:

- Ayudas públicas a la inversión: Contemplan las ayudas convencionales a fondo perdido y las destinadas a mejorar las condiciones de la financiación de las inversiones. A lo largo del periodo considerado ascienden a 681 millones de euros, absorbiendo la energía solar térmica y las instalaciones de biomasa para redes de calefacción y agua caliente para uso doméstico, la mayor parte de estas ayudas; la energía solar fotovoltaica y, en menor medida, la solar termoeléctrica, son las destinatarias del resto de ayudas a la inversión.

- Incentivos fiscales a la explotación para biocarburantes: Exención del impuesto sobre hidrocarburos en el precio de venta de los biocarburantes. Esta exención representa, en el periodo 2005-2010, un total de 2.855 millones de euros, de los que algo más de la mitad corresponden a bioetanol y el resto a biodiesel.

- Primas a la generación de electricidad con fuentes renovables: Se trata del único apoyo al grueso de la electricidad a generar con energías renovables. Únicamente en dos áreas —solar fotovoltaica y solar termoeléctrica— se prevé complementar las primas con ayudas a la inversión. El importe total de las primas durante el periodo 2005-2010, para las instalaciones puestas en marcha en esos años, se eleva a 4.956 millones de euros, de los que más de la mitad corresponden a la energía eólica —no en vano de esta fuente se espera el 62% del incremento de generación eléctrica asociado al Plan para el año 2010—. Y el importe anual de las primas al final del periodo se ha estimado en 1.828 millones de euros, de los que 815 millones corresponden a la eólica —quedando su participación en este caso por debajo del 50% del total—. Cabe señalar que estas primas son las propuestas para el adecuado cumplimiento de los objetivos del Plan, pero su puesta en práctica deberá llevarse a cabo mediante la revisión del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo.

La aplicación de la política de primas indicativas propuestas en este Plan dará lugar a un incremento anual constante de la tarifa eléctrica media de referencia en el entorno del 0,6%.

Ahora bien, es importante señalar que mientras que los dos primeros tipos (ayudas públicas a la inversión e incentivos fiscales a la explotación para biocarburantes) pueden considerarse como ayudas públicas en sentido estricto, y suponen un desembolso o un menor ingreso por parte de la Administración, las primas a la generación de electricidad son, obviamente, fruto de una decisión pública en virtud de la capacidad normativa de la Administración General del Estado, pero los costes de tal medida recaen sobre los consumidores de electricidad a través de la tarifa eléctrica.

Entre las diferentes modalidades de ayudas públicas reseñadas cabe hacer mención, por la evolución e implantación alcanzada desde el primer año de vigencia del Plan de Fomento de las Energías Renovables, de la Línea de financiación ICO-IDAE, cuya peculiaridad radica en combinar diferentes incentivos públicos en un único instrumento de claro perfil financiero, a través del cual se movilizan y ponen a disposición del mercado fondos públicos, tanto para

financiar operaciones como para dotarlas de incentivos directos que redundan en un menor coste financiero para el inversor.

4.4.- Desarrollo global de la financiación del Plan

En la siguiente tabla se indican los conceptos presupuestarios del Plan de Energías Renovables que se describen a continuación:

En el epígrafe 1), se indica el objetivo presupuestario del Plan de Energías Renovables 2005-2010, que está formado por la suma de las subvenciones, aportaciones de la tarifa eléctrica e incentivos fiscales a los biocarburantes.

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Presupuesto (M€)	160,2	499,12	965,95	1.554,28	2.241,94	3.070,7

En el epígrafe 2), se indican las subvenciones, es decir, los recursos que deben ser aportados mediante dotaciones presupuestarias a través de la Administración General del Estado y las Comunidades Autónomas.

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Subvenciones (M€)	62	82	115	126	137	156

En el epígrafe 3), aparecen las aportaciones de la Tarifa Eléctrica:

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Aportaciones de la Tarifa Eléctrica (M€)	79	264	521	909	1.352	1.828

En el epígrafe 4), se detallan los Incentivos Fiscales a biocarburantes:

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Incentivos Fiscales Biocarburantes (M€)	18	153	328	517	751	1.085

En el epígrafe 5), se indican las aportaciones de IDAE al Plan de Energías Renovables:

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Aportaciones IDAE (M€)	24	26,3	27,1	27,9	28,7	29,6

En el epígrafe 6), se indican las aportaciones consignadas al Ministerio de Agricultura

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
M. de Agricultura (M€)	8	11	12	12	13	13

En el epígrafe 7), se indica el total de aportaciones de la Administración General del Estado:

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Ad.Gral. del Estado (M€)	130	454	890	1.467	2.146	2.957

En el epígrafe 8), se propone, a partir de los estudios disponibles y de los intereses e inversiones previstas por las CCAA, que la diferencia entre el objetivo presupuestario del Plan de Energías Renovables (Epígrafe 1) y el total de aportaciones de la Administración General del Estado (Epígrafe 7) pudiera ser financiada por las Comunidades Autónomas, en las cantidades y proporciones estimativas que figuran a continuación.

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Presupuesto a financiar por CC.AA. (M€)	30	44	75	86	95	113
% sobre PER	19%	9%	8%	6%	4%	4%

Con esta última propuesta no habría incrementos en los Presupuestos Generales del Estado, a excepción del que se ha indicado para el Ministerio de Agricultura, aceptado por este Departamento y el Plan de Energías Renovables podría ejecutarse en su totalidad.

PROPUESTA DE FINANCIACIÓN
PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES (PER) 2005-2010
(Importes en millones euros)

ÁREA: TOTAL ÁREAS PER
Fecha: 05-jul-05

		2005	2006	2007	2008	2009	2010	Total 2005-2010
1)	OBJETIVO PRESUPUESTARIO PLAN DE PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES 2005-2010	160,20	499,12	965,95	1.554,28	2.241,94	3.070,77	8.492,26

	SUBVENCIONES	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Total 2005-2010
	ÁREA BIOMASA TÉRMICA	32,04	45,66	50,61	48,08	52,20	55,44	284,03
	ÁREA SOLAR TÉRMICA	21,22	31,42	59,85	67,73	76,91	90,95	348,08
	ÁREA SOLAR TERMOELÉCTRICA	0,00	1,20	0,00	5,00	0,00	0,00	6,20
	ÁREA SOLAR FOTOVOLTAICA	8,89	3,80	4,97	6,09	8,35	10,52	42,62
2)	TOTAL SUBVENCIONES	62,14	82,08	115,43	126,90	137,46	156,91	680,93

	APORTACIONES TARIFA ELÉCTRICA AL PER	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Total 2005-2010
	ÁREA HIDROELÉCTRICA	4,85	14,76	24,83	36,18	48,53	59,92	189,06
	ÁREA EÓLICA	62,02	195,64	347,16	510,07	668,64	815,36	2.598,87
	ÁREA BIOMASA ELÉCTRICA	2,30	23,33	73,60	170,85	311,35	478,49	1.059,92
	ÁREA BIOGÁS	0,92	2,81	5,13	8,47	13,48	18,61	49,42
	ÁREA SOLAR TERMOELÉCTRICA	0,00	4,82	24,46	99,20	176,03	255,00	559,51
	ÁREA SOLAR FOTOVOLTAICA	9,42	22,67	46,56	85,01	134,92	200,84	499,42
3)	TOTAL APORTACIONES TARIFA ELÉCTRICA	79,50	264,03	521,74	909,77	1.352,95	1.828,21	4.956,20

	INCENTIVOS FISCALES A BIOCARBURANTES	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Total 2005-2010
	ÁREA BIOCARBURANTES	18,55	153,01	328,78	517,61	751,53	1.085,65	2.855,13
4)	TOTAL INCENTIVOS FISCALES	18,55	153,01	328,78	517,61	751,53	1.085,65	2.855,13

	CONSIGNACIONES PRESUPUESTARIAS IDAE	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Total 2005-2010
	CONSIGNACIONES P.G.E. IDAE	16,71	18,38	18,38	18,38	18,38	18,38	108,62
	CONSIGNACIONES P.G.E. EFICIENCIA ENERGÉTICA - E4	20,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	130,00
	CONSIGNACIONES P.G.E. PLAFER	27,87	30,66	30,66	30,66	30,66	30,66	181,15
	TOTAL CONSIGNACIONES	64,58	71,04	71,04	71,04	71,04	71,04	419,77

	APORTACIONES IDAE AL PER	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Total 2005-2010
	CONSIGNACIONES P.G.E. IDAE	0,00	0,00	0,79	1,60	2,44	3,30	8,14
	CONSIGNACIONES P.G.E. EFICIENCIA ENERGÉTICA Y PLAFER (BIOMASA TÉRMICA, SOLAR TÉRMICA Y SOLAR FOTOVOLTAICA)	24,00	26,33	26,33	26,33	26,33	26,33	155,64
5)	TOTAL APORTACIONES IDAE	24,00	26,33	27,12	27,93	28,77	29,63	163,78
	(% sobre Consignaciones)	37%	37%	38%	39%	40%	42%	39%

	REPARTO PRESUPUESTARIO PER	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Total 2005-2010
	APORTACIONES IDAE	24,00	26,33	27,12	27,93	28,77	29,63	163,78
	APORTACIONES TARIFA ELÉCTRICA	79,50	264,03	521,74	909,77	1.352,95	1.828,21	4.956,20
	INCENTIVOS FISCALES (Mº ECONOMÍA)	18,55	153,01	328,78	517,61	751,53	1.085,65	2.855,13
6)	APORTACIONES CONSIGNADAS POR OTROS MINISTERIOS (Mº AGRICULTURA)	8,01	11,42	12,65	12,02	13,05	13,86	71,01
7)	TOTAL ADMINISTRACIÓN GENERAL DEL ESTADO	130,06	454,79	890,29	1.467,33	2.146,29	2.957,35	8.046,12
		81%	91%	92%	94%	96%	96%	95%
	RESTO							
8)	ADMINISTRACIÓN AUTONÓMICA	30,13	44,33	75,66	86,95	95,65	113,42	446,14
		19%	9%	8%	6%	4%	4%	5%
	TOTAL REPARTO PRESUPUESTARIO	160,20	499,12	965,95	1.554,28	2.241,94	3.070,77	8.492,26

4.5.- Proyectos tipo por tecnologías

Tomando como base de partida los objetivos energéticos propuestos, se han determinado las necesidades de financiación para cada tecnología en función de su rentabilidad, definiendo para el modelo de cálculo unos **proyectos tipo.**

Estos proyectos tipo han sido caracterizados por parámetros técnicos relativos a su dimensión, horas de funcionamiento equivalentes, costes unitarios, períodos de ejecución, vida útil, costes de operación y mantenimiento y precios de venta de la unidad energética final. Asimismo, se han aplicado unos supuestos de financiación y una serie de medidas o ayudas financieras diseñadas de acuerdo a los requerimientos de cada tecnología.

A continuación se presentan las fichas de cada uno de los proyectos tipo considerados en los diferentes sectores tecnológicos y en cuyos datos se ha fundamentado el cálculo económico financiero del Plan para el período 2005 – 2010.

Sector Eólico

CASOS TIPO

ÁREA TECNOLÓGICA: EÓLICA
APLICACIÓN: Parque eólico en tierra de P ≤ 5 MW.

Es una tecnología con una fuerte evolución en los últimos años, cuya rentabilidad económica se asegura con tan solo mantener la política actual de primas a la producción eléctrica, y el desarrollo adecuado de infraestructuras eléctricas.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS (Área Eólica):

- INCREMENTO DE POTENCIA: 12.000 MW
- GENERACIÓN ELÉCTRICA (AÑO 2010): 25.940 GWh/año
- ENERGÍA PRIMARIA EQUIVALENTE (AÑO 2010): 2.230.840 tep/año

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:

- Año de puesta en marcha: 2005
- Potencia: 5 MW
- Ratio de inversión: 937 €/kW (evolución anual creciente del 1,8%, ligeramente por debajo del IPC considerado como el 2%)
- Período de ejecución: 1 año
- Horas de funcionamiento equivalente: 2.350 horas/año
- Vida útil: 20 años
- Gastos de Explotación (año 2006): 1,47 cent€/kWh (evolución con IPC – 0,5%)
- Gastos de Desmantelamiento (año 20): 3,5% s/Inversión
- Precio de Venta de electricidad: Facturación con tarifa regulada
  Año 1º-15º: 90% TMR
  Resto: 80% TMR
  Tarifa media o de referencia, TMR (2005): 7,3304 cent€/kWh
  Evolución anual TMR: 1,4%
- Complemento por Energía Reactiva: 2% TMR

DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN PRECISA:

- Promotor: 20% de la Inversión
- Financiación Ajena: 80% de la Inversión
- Subvención: No precisa

APOYOS A LA EXPLOTACIÓN:

- Prima sobre el precio de mercado: 40% TMR
- Subvención al tipo de interés: No precisa

INCENTIVOS FISCALES:

- No se contemplan

FORMAS DE FINANCIACIÓN APLICABLE:

- *Project Finance*

ÁREA TECNOLÓGICA: EÓLICA
APLICACIÓN: Parque eólico en tierra de 5 MW < P ≤ 10 MW.

Es una tecnología con una fuerte evolución en los últimos años, cuya rentabilidad económica se asegura con tan solo mantener la política actual de primas a la producción eléctrica, y el desarrollo adecuado de infraestructuras eléctricas.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS (Área Eólica):

- INCREMENTO DE POTENCIA: 12.000 MW
- GENERACIÓN ELÉCTRICA (AÑO 2010): 25.940 GWh/año
- ENERGÍA PRIMARIA EQUIVALENTE (AÑO 2010): 2.230.840 tep/año

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:

- Año de puesta en marcha: 2005
- Potencia: 10 MW
- Ratio de inversión: 937 €/kW (evolución anual creciente del 1,8%, ligeramente por debajo del IPC considerado como el 2%)
- Período de ejecución: 1 año
- Horas de funcionamiento equivalente: 2.350 horas/año
- Vida útil: 20 años
- Gastos de Explotación (año 2006): 1,47 cent€/kWh (evolución con IPC – 0,5%)
- Gastos de Desmantelamiento (año 20): 3,5% s/Inversión
- Precio de Venta de electricidad: Facturación con tarifa regulada
  - Año 1º-5º: 90% TMR
  - Año 6º-15º: 85% TMR
  - Resto: 80% TMR
  - Tarifa media o de referencia, TMR (2005): 7,3304 cent€/kWh
  - Evolución anual TMR: 1,4%
- Complemento por Energía Reactiva: 2% TMR

DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN PRECISA:

- Promotor: 20% de la Inversión
- Financiación Ajena: 80% de la Inversión
- Subvención: No precisa

APOYOS A LA EXPLOTACIÓN:

- Prima sobre el precio de mercado: 40% TMR
- Subvención al tipo de interés: No precisa

INCENTIVOS FISCALES:

- No se contemplan

FORMAS DE FINANCIACIÓN APLICABLE:

- *Project Finance*

ÁREA TECNOLÓGICA: EÓLICA
APLICACIÓN: Parque eólico en tierra 10 MW < P ≤ 50 MW.

Es una tecnología con una fuerte evolución en los últimos años, cuya rentabilidad económica se asegura con tan solo mantener la política actual de primas a la producción eléctrica, y el desarrollo adecuado de infraestructuras eléctricas.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS (Área Eólica):

- INCREMENTO DE POTENCIA: 12.000 MW
- GENERACIÓN ELÉCTRICA (AÑO 2010): 25.940 GWh/año
- ENERGÍA PRIMARIA EQUIVALENTE (AÑO 2010): 2.230.840 tep/año

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:

- Año de puesta en marcha: 2005
- Potencia: 25 MW
- Ratio de inversión: 937 €/kW (evolución anual creciente del 1,8%, ligeramente por debajo del IPC considerado como el 2%)
- Período de ejecución: 1 año
- Horas de funcionamiento equivalente: 2.350 horas/año
- Vida útil: 20 años
- Gastos de Explotación (año 2006): 1,51 cent€/kWh (evolución con IPC – 0,5%)
- Costes de Desvíos: 2,5% TMR
- Gastos de Desmantelamiento (año 20): 3,5% s/Inversión
- Precio de Venta de electricidad: Facturación con tarifa regulada
  Año 1º-5º: 90% TMR
  Año 6º-15º: 85% TMR
  Resto: 80% TMR
  Tarifa media o de referencia, TMR (2005): 7,3304 cent€/kWh
  Evolución anual TMR: 1,4%
- Complemento por Energía Reactiva: 2% TMR

DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN PRECISA:

- Promotor: 20% de la Inversión
- Financiación Ajena: 80% de la Inversión
- Subvención: No precisa

APOYOS A LA EXPLOTACIÓN:

- Prima sobre el precio de mercado: 40% TMR
- Subvención al tipo de interés: No precisa

INCENTIVOS FISCALES:

- No se contemplan

FORMAS DE FINANCIACIÓN APLICABLE:

- *Project Finance*

Sector Hidroeléctrico

CASOS TIPO

AREA TECNOLÓGICA: HIDRÁULICA
APLICACIÓN: Minihidráulica (potencia inferior a 10 MW)

Es una tecnología suficientemente desarrollada e implantada cuya rentabilidad económica se asegura con tan solo mantener la política actual de primas a la producción eléctrica.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS:

- POTENCIA: 450 MW
- GENERACIÓN ELÉCTRICA: 1.271 GWh/año
- ENERGÍA PRIMARIA EQUIVALENTE: 109.306 tep/año

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:

Se ha considerado un proyecto de nueva construcción de minicentral hidroeléctrica fluyente de mediana potencia.

- Potencia: 5.000 kW
- Ratio de inversión: 1.500 €/kW (evolución con IPC)
- Período de ejecución: 1,5 años
- Horas de funcionamiento equivalente: 3.100 horas/año
- Vida útil: 25 años
- Gastos operación y mantenimiento: 1,45 cent€/kWh
- Tarifa Media o de referencia TMR (2005): 7,3304 cent€/kWh (evolución con índice de precios energéticos).
- Precio de Venta: Facturación con tarifa regulada
  Año 1º-25º: 90% TMR
  Resto: 80% TMR

DISRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN PRECISA:

- Promotor: 20% de la inversión.
- Financiación ajena: 80% de la inversión.
- Subvención: No precisa.

APOYOS A LA EXPLOTACIÓN:

- Prima sobre el precio de mercado: Mantenimiento de situación actual
  (40% TMR)
- Subvención al tipo de interés: No precisa.

INCENTIVOS FISCALES:
No se contemplan

FORMAS DE FINANCIACIÓN APLICABLES:

Project Finance, Fondo de Inversión y Bonos Garantizados.

AREA TECNOLÓGICA: HIDRÁULICA
APLICACIÓN: Centrales hidroeléctricas de potencia entre 10 y 25 MW

Es una tecnología suficientemente desarrollada e implantada cuya rentabilidad económica se asegura con tan solo mantener la política actual de primas a la producción eléctrica.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS:

- POTENCIA: 257 MW
- GENERACIÓN ELÉCTRICA: 481 GWh/año
- ENERGÍA PRIMARIA EQUIVALENTE: 41.349 tep/año

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:

Se ha considerado un proyecto de nueva construcción de central hidroeléctrica de pie de presa con capacidad de regulación y pocas horas de funcionamiento.

- Potencia: 20.000 kW
- Ratio de inversión: 700 €/kW (evolución con IPC)
- Período de ejecución: 2 años
- Horas de funcionamiento equivalente: 2.000 horas/año
- Vida útil: 25 años
- Canon hidráulico: 1,4 cent€/kWh
- Gastos operación y mantenimiento: 0,7 cent€/kWh
- Tarifa Media o de referencia TMR (2005): 7,3304 cent€/kWh (evolución con índice de precios energéticos).
- Precio de Venta: Facturación con tarifa regulada
  Año 1º-15º: 90% TMR
  Resto: 80% TMR

DISRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN PRECISA:

- Promotor: 20% de la inversión.
- Financiación ajena: 80% de la inversión.
- Subvención: No precisa.

APOYOS A LA EXPLOTACIÓN:

- Prima sobre el precio de mercado: Mantenimiento de situación actual
  (40% TMR)
- Subvención al tipo de interés: No precisa.

INCENTIVOS FISCALES:
No se contemplan

FORMAS DE FINANCIACIÓN APLICABLES:
Project Finance, Fondo de Inversión y Bonos Garantizados.

AREA TECNOLÓGICA: HIDRÁULICA
APLICACIÓN: Centrales hidroeléctricas de potencia entre 25 y 50 MW

Es una tecnología suficientemente desarrollada e implantada cuya rentabilidad económica se asegura con tan solo mantener la política actual de primas a la producción eléctrica.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS:

- POTENCIA: 103 MW
- GENERACIÓN ELÉCTRICA: 206 GWh/año
- ENERGÍA PRIMARIA EQUIVALENTE: 17.716 tep/año

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:

Se ha considerado un proyecto de nueva construcción de central hidroeléctrica de pie de presa con capacidad de regulación y pocas horas de funcionamiento.

- Potencia: 35.000 kW
- Ratio de inversión: 601 €/kW (evolución con IPC)
- Período de ejecución: 2,5 años
- Horas de funcionamiento equivalente: 2.000 horas/año
- Vida útil: 25 años
- Canon hidráulico: 1.4 cent€/kWh
- Gastos operación y mantenimiento: 0,6 cent€/kWh
- Tarifa Media o de referencia TMR (2005): 7,3304 cent€/kWh (evolución con índice de precios energéticos).
- Precio de Venta: Facturación con tarifa regulada 80% TMR

DISRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN PRECISA:

- Promotor: 20% de la inversión.
- Financiación ajena: 80% de la inversión.
- Subvención: No precisa.

APOYOS A LA EXPLOTACIÓN:

- Prima sobre el precio de mercado: Mantenimiento de situación actual (30% TMR)
- Subvención al tipo de interés: No precisa.

INCENTIVOS FISCALES:
No se contemplan

FORMAS DE FINANCIACIÓN APLICABLES:
Project Finance, Fondo de Inversión y Bonos Garantizados.

Sector Solar Térmico

CASOS TIPO

ÁREA TECNOLÓGICA: SOLAR TÉRMICA
APLICACIÓN: Equipo prefabricado en vivienda unifamiliar

Esta aplicación carece de viabilidad económica en la situación actual; para fomentar su utilización se necesita continuar con las medidas de apoyo. Se prevé que con estas medidas, los precios de instalación se mantendrán constantes o incluso podrían evolucionar a la baja.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS (Área Térmica prefabricados):

- SUPERFICIE A INSTALAR: 840.000 m^2
- ENERGÍA PRIMARIA EQUIVALENTE (AÑO 2010): 64.932 tep/año

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:
El proyecto considerado consiste en una instalación compacta de 2 m^2 para la producción de agua caliente sanitaria en vivienda unifamiliar.

- Año de puesta en marcha: 2005
- Superficie: 2 m^2
- Ratio de inversión: 663 €/m^2 (evolución anual creciente del IPC: 2 % hasta el 2010).
- Período de ejecución: 6 meses
- Producción media estimada: 1245 te/año
- Vida útil: 25 años
- Gastos de Explotación (año 2005): 11,9 €/m^2 año (1,80 % inversión. Evolución con IPC – 1%)

DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN PRECISA:

- Inversión con ayuda: 35 %
- Inversión sin ayuda 65 %

ESQUEMA FINANCIERO DE LOS PROYECTOS CON AYUDAS

- Promotor: 20 %
- Financiación ajena: 43 %
- Ayudas: 37 %

APOYOS A LA EXPLOTACIÓN:

- Prima sobre el precio de mercado: No procede

INCENTIVOS FISCALES:

- No se contemplan al ser instalaciones destinadas a particulares

FORMAS DE FINANCIACIÓN APLICABLE:

- Ayuda pública a la financiación de parte de la inversión y otras.

ÁREA TECNOLÓGICA: SOLAR TÉRMICA
APLICACIÓN: Instalación por elementos

Esta es una aplicación de baja viabilidad económica en la situación actual; para fomentar su utilización se necesita continuar con las medidas de apoyo. Se prevé que con estas medidas, los precios de instalación se mantendrán constantes o incluso podrían evolucionar a la baja.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS (Área Térmica prefabricados):

- SUPERFICIE A INSTALAR: 3.360.000 m^2
- ENERGÍA PRIMARIA EQUIVALENTE (AÑO 2010): 259.728 tep/año

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:

El proyecto considerado consiste en una instalación por elementos de 38 m^2 para la producción de agua caliente sanitaria .

- Año de puesta en marcha: 2005
- Superficie: 38 m^2
- Ratio de inversión: 579 €/m^2 (evolución anual creciente del IPC: 2 % hasta el 2010).
- Período de ejecución: 6 meses
- Producción media estimada: 21.300 te/año
- Vida útil: 25 años
- Gastos de Explotación (año 2005): 10,4 €/m^2 año (1,80 % inversión. Evolución con IPC – 1%)

DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN PRECISA:

- Inversión con ayuda: 35 %
- Inversión sin ayuda 65 %

ESQUEMA FINANCIERO DE LOS PROYECTOS CON AYUDAS

- Promotor: 20 %
- Financiación ajena: 43 %
- Ayudas: 37 %

APOYOS A LA EXPLOTACIÓN:

- Prima sobre el precio de mercado: No procede

INCENTIVOS FISCALES:

- No se contemplan en instalaciones destinadas a particulares
- En el caso de instalaciones propiedad de sociedades se considera una desgravación fiscal correspondiente al 10% .

FORMAS DE FINANCIACIÓN APLICABLE:

- Ayuda pública a la financiación de parte de la inversión y otras.

Sector Termoeléctrico

CASOS TIPO

ÁREA TECNOLÓGICA: SOLAR TERMOELÉCTRICO
APLICACIÓN: Instalación cilindro parabólica de potencia mayor de 10 MW .

Aplicación en fase de desarrollo que está iniciando su fase comercial.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS (Área solar termoeléctrica):

- INCREMENTO DE POTENCIA: 500 MW
- GENERACIÓN ELÉCTRICA (AÑO 2010): 1.298 GWh/año
- ENERGÍA PRIMARIA EQUIVALENTE (AÑO 2010): 509.019 tep/año

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:
Se considera una planta de generación eléctrica a partir de la energía solar captada en un campo captadores cilindro parabólicos y un circuito de fluido líquido como fluido caloportador.

- Año de puesta en marcha: 2007
- Potencia: 50 MW
- Ratio de inversión: 5000 €/kW (evolución anual constante hasta 2007, en 2008 disminuye un 10 % y 2009, 2010 decreciente en un 6%).
- Período de ejecución: 2 años
- Horas de funcionamiento equivalente: 2.596 horas/año
- Vida útil: 25 años
- Gastos de Explotación (año 2007): 4,20 cent€/kWh (evolución con IPC – 1%)
- Precio de Venta de electricidad: Facturación con tarifa regulada
  300% TMR
  Tarifa media o de referencia, TMR (2005): 7,3304 cents€/kWh
  Evolución anual TMR: 1,4%
- Complemento por Energía Reactiva: 2% TMR

DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN PRECISA:

- Promotor: 100 %
- Financiación ajena: 0 %
- Ayudas: No precisa

APOYOS A LA EXPLOTACIÓN:

- Prima sobre el precio de mercado: 250% TMR

INCENTIVOS FISCALES:

- Desgravación fiscal equivalente al 10 % de la inversión.

FORMAS DE FINANCIACIÓN APLICABLE:

- Project Finance.

Sector Solar Fotovoltaico

CASOS TIPO

ÁREA TECNOLÓGICA: SOLAR FOTOVOLTAICA
APLICACIÓN: Instalación fotovoltaica aislada.

Esta aplicación carece de viabilidad económica, interesando su utilización sólo en el caso de inexistencia de línea (punto de conexión a distancia superior a 2 km). Para fomentar su utilización se requiere de fuertes apoyos públicos que puedan hacer interesante su uso frente al resto de alternativas para las instalaciones aisladas. Se prevé una disminución de costes de inversión a medida que se desarrolla el mercado de esta tecnología.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS (Área solar fotovoltaica):

- INCREMENTO DE POTENCIA: 15 MWp
- GENERACIÓN ELÉCTRICA (AÑO 2010): 15 GWh/año
- ENERGÍA PRIMARIA EQUIVALENTE (AÑO 2010): 1.290 tep/año

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:
Se considera como proyecto tipo una vivienda unifamiliar aislada con la demanda eléctrica típica.

- Año de puesta en marcha: 2005
- Potencia: 1,1 kWp
- Ratio de inversión: 11.760 €/kWp (evolución anual decreciente de un 2 % hasta 2010).
- Período de ejecución: 6 meses
- Horas de funcionamiento equivalente: 1.000 horas equivalentes/año
- Vida útil: 25 años
- Gastos de Explotación (año 2005): 30,3 cent€/kWh (evolución con IPC – 1%)

DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN PRECISA:

- Inversión con ayuda: 100 %
- Inversión sin ayuda 0 %

ESQUEMA FINANCIERO DE LOS PROYECTOS CON AYUDAS

- Promotor: 20 %
- Financiación ajena: 58 %
- Ayudas: 22 %

APOYOS A LA EXPLOTACIÓN:

- Prima sobre el precio de mercado: No procede

INCENTIVOS FISCALES:

- No se contemplan al ser instalaciones destinadas a particulares.

FORMAS DE FINANCIACIÓN APLICABLE:

- Ayuda pública a parte de la inversión y otras.

ÁREA TECNOLÓGICA: SOLAR FOTOVOLTAICA
APLICACIÓN: Instalación fotovoltaica conectada a red de P< 100 kW fija.

Aplicación con viabilidad económica si se mantienen las actuales remuneraciones económicas de venta de energía. Se prevé una disminución de los costes de inversión a medida que se desarrolla el mercado de esta tecnología.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS (Área solar fotovoltaica):

- INCREMENTO DE POTENCIA: 205 MWp
- GENERACIÓN ELÉCTRICA (AÑO 2010): 256 GWh/año
- ENERGÍA PRIMARIA EQUIVALENTE (AÑO 2010): 22.038 tep/año

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:
Se considera como proyecto tipo una instalación de potencia de 5 kW conectada a la red para la venta de la energía producida.

- Año de puesta en marcha: 2005
- Potencia: 6,12 kWp
- Ratio de inversión: 5.700 €/kWp (evolución anual decreciente de un 5 % hasta 2010).
- Período de ejecución: 6 meses
- Horas de funcionamiento equivalente: 1.250 horas equivalentes/año
- Vida útil: 25 años
- Gastos de Explotación (año 2005): 3 cent€/kWh (evolución con IPC – 1%)
- Precio de Venta de electricidad: Facturación con tarifa regulada: 575 % TMR
  Tarifa media o de referencia, TMR (2005): 7,3304 cents€/kWh
  Evolución anual TMR: 1,4%

DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN PRECISA:

- Promotor: 100 %
- Financiación ajena: 0 %
- Ayudas: No precisa

APOYOS A LA EXPLOTACIÓN:

- Prima sobre el precio de mercado: 525 % TMR

INCENTIVOS FISCALES:

- Desgravación fiscal equivalente al 10 % de la inversión.

FORMAS DE FINANCIACIÓN APLICABLE:

- Project Finance.

ÁREA TECNOLÓGICA: SOLAR FOTOVOLTAICA

APLICACIÓN: Instalación fotovoltaica conectada a red de P < 100 kW con seguimiento.

Aplicación con viabilidad económica si se mantienen las actuales remuneraciones económicas de venta de energía. Se prevé una disminución de los costes de inversión a medida que se desarrolla el mercado de esta tecnología.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS (Área solar fotovoltaica):

- INCREMENTO DE POTENCIA: 112 MWp
- GENERACIÓN ELÉCTRICA (AÑO 2010): 184,2 GWh/año
- ENERGÍA PRIMARIA EQUIVALENTE (AÑO 2010): 15.841 tep/año

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:

Se considera como proyecto tipo una instalación de 5 kW con seguimiento conectada a la red para la venta de la energía producida.

- Año de puesta en marcha: 2005
- Potencia: 6,12 kWp
- Ratio de inversión: 7.410 €/kWp (evolución anual decreciente de un 5 % hasta 2010).
- Período de ejecución: 6 meses
- Horas de funcionamiento equivalente: 1.644 horas equivalentes/año (con seguimiento).
- Vida útil: 25 años
- Gastos de Explotación (año 2005): 2,37 cent€/kWh (evolución con IPC – 1%)
- Precio de Venta de electricidad: Facturación con tarifa regulada: 575 TMR

  Tarifa media o de referencia, TMR (2005): 7,3304 cents€/kWh
  Evolución anual TMR: 1,4%

DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN PRECISA:

- Promotor: 100 %
- Financiación ajena: 0 %
- Ayudas: No precisa

APOYOS A LA EXPLOTACIÓN:

- Prima sobre el precio de mercado: 525 % TMR

INCENTIVOS FISCALES:

- Desgravación fiscal equivalente al 10 % de la inversión.

FORMAS DE FINANCIACIÓN APLICABLE:

- Project Finance.

ÁREA TECNOLÓGICA: SOLAR FOTOVOLTAICA

APLICACIÓN: Instalación fotovoltaica conectada a red de P > 100 kW.

Aplicación con viabilidad económica si se mantienen las actuales remuneraciones económicas de venta de energía. Se prevé una disminución de los costes de inversión a medida que se desarrolla el mercado de esta tecnología.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS (Área solar fotovoltaica):

- INCREMENTO DE POTENCIA: 31 MWp
- GENERACIÓN ELÉCTRICA (AÑO 2010): 97,4 GWh/año
- ENERGÍA PRIMARIA EQUIVALENTE (AÑO 2010): 8.377 tep/año

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:

Se considera como proyecto tipo una instalación de potencia de 700 kWp de baja concentración conectada a la red para la venta de la energía producida.

- Año de puesta en marcha: 2006
- Potencia: 700 kWp
- Ratio de inversión: 7.600 €/kWp (evolución anual decreciente de un 5 % hasta 2010).
- Período de ejecución: 1,5 años
- Horas de funcionamiento equivalente: 3.142 horas equivalentes/año
- Vida útil: 25 años
- Gastos de Explotación (año 2006): 2,56 cent€/kWh (evolución con IPC – 1%)
- Precio de Venta de electricidad: Facturación con tarifa regulada: 300 % TMR
  - Tarifa media o de referencia, TMR (2005): 7,3304 cents€/kWh
  - Evolución anual TMR: 1,4%
- Complemento por Energía Reactiva: 2% TMR

DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN PRECISA:

- Promotor: 100 %
- Financiación ajena: 0 %
- Ayudas: No precisa

APOYOS A LA EXPLOTACIÓN:

- Prima sobre el precio de mercado: 250 % TMR

INCENTIVOS FISCALES:

- Desgravación fiscal equivalente al 10 % de la inversión.

FORMAS DE FINANCIACIÓN APLICABLE:

- Project Finance.

Área de la Biomasa

CASOS TIPO

ÁREA TECNOLÓGICA: BIOMASA
APLICACIÓN: Generación eléctrica con cultivos energéticos

Aplicación no desarrollada que presenta problemas por falta de conocimiento tanto de la producción de la materia prima como de su transformación energética. Por ello, precisa de un elevado apoyo, al menos durante los primeros años de desarrollo.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS (Área de Biomasa Generación eléctrica con cultivos energéticos):

- INCREMENTO DE POTENCIA: 245 MW
- GENERACIÓN ELÉCTRICA (AÑO 2010): 1.709 GWh/año
- ENERGÍA PRIMARIA EQUIVALENTE (AÑO 2010): 731.597 tep/año

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:

- Año de puesta en marcha: 2005
- Potencia: 5 MW
- Ratio de inversión: 1.803,04 €/kW
- Período de ejecución: 1 año
- Horas de funcionamiento: 7.500 horas/año
- Vida útil: 15 años
- Coste Biomasa: 4,3273 cent/kg
- Incidencia del coste de la biomasa: 6,1753 cent/kWh neto
- Gastos de O+M: 0,9306 cent/kWh neto
- **Total coste de explotación: 7,1059 cent/kWh (2004)**
- Precio de Venta de electricidad: Facturación con tarifa regulada
  - Año 1º-20º: 135% TMR
  - Resto: 80% TMR
  - Tarifa media o de referencia, TMR (2005): 7,3304 cent/kWh
  - Evolución anual TMR: 1,4%
- Complemento por Energía Reactiva: 4% TMR

DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN PRECISA:

- Promotor: 20% de la Inversión
- Financiación Ajena: 80% de la Inversión
- Subvención: No precisa

APOYOS A LA EXPLOTACIÓN:

- Prima sobre el precio de mercado: 80% TMR
- Subvención al tipo de interés: No precisa

INCENTIVOS FISCALES:

- Desgravación fiscal equivalente al 10% de la inversión

FORMAS DE FINANCIACIÓN APLICABLE:

- No se contemplan

ÁREA TECNOLÓGICA: BIOMASA
APLICACIÓN: Generación eléctrica con residuos forestales y agrícolas

Sólo hay un proyecto en la actualidad que se pueda incluir en esta categoría: la planta de generación eléctrica de Sangüesa. Precisa de apoyo para conseguir su despegue.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS (Área de Biomasa Generación eléctrica con residuos forestales y agrícolas):

- INCREMENTO DE POTENCIA: 260 MW
- GENERACIÓN ELÉCTRICA (AÑO 2010): 1.815 GWh/año
- ENERGÍA PRIMARIA EQUIVALENTE (AÑO 2010): 776.389 tep/año

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:

- Año de puesta en marcha: 2005
- Potencia: 5 MW
- Ratio de inversión: 1.803,04 €/kW
- Período de ejecución: 1 año
- Horas de funcionamiento: 7.500 horas/año
- Vida útil: 15 años
- Coste Biomasa: 3,1493 cent/kg
- Incidencia del coste de la biomasa: 4,4942 cent/kWh neto
- Gastos de O+M: 0,9306 cent/kWh neto
- **Total coste de explotación: 5,4248 cent/kWh (2004)**
- Precio de Venta de electricidad: Facturación con tarifa regulada
  - Año 1º-20º: 110% TMR
  - Resto: 80% TMR
  - Tarifa media o de referencia, TMR (2005): 7,3304 cent/kWh
  - Evolución anual TMR: 1,4%
- Complemento por Energía Reactiva: 4% TMR

DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN PRECISA:

- Promotor: 20% de la Inversión
- Financiación Ajena: 80% de la Inversión
- Subvención: No precisa

APOYOS A LA EXPLOTACIÓN:

- Prima sobre el precio de mercado: 60% TMR
- Subvención al tipo de interés: No precisa

INCENTIVOS FISCALES:

- Desgravación fiscal equivalente al 10% de la inversión

FORMAS DE FINANCIACIÓN APLICABLE:

- No se contemplan

ÁREA TECNOLÓGICA: BIOMASA
APLICACIÓN: Generación eléctrica con residuos de industrias agrícolas

Presentes en toda la geografía española, este tipo de proyectos suelen identificarse con los que emplean orujillo como materia prima, si bien no es exacto. Precisan de un nivel de apoyo que les garantice la rentabilidad.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS (Área de Biomasa Generación eléctrica con residuos de industrias agrícolas):

- INCREMENTO DE POTENCIA: 100 MW
- GENERACIÓN ELÉCTRICA (AÑO 2010): 698 GWh/año
- ENERGÍA PRIMARIA EQUIVALENTE (AÑO 2010): 298.611 tep/año

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:

- Año de puesta en marcha: 2005
- Potencia: 5 MW
- Ratio de inversión: 1.803,04 €/kW
- Período de ejecución: 1 año
- Horas de funcionamiento: 7.500 horas/año
- Vida útil: 15 años
- Coste Biomasa: 3,1493 cent/kg
- Incidencia del coste de la biomasa: 4,4942 cent/kWh neto
- Gastos de O+M: 0,9306 cent/kWh neto
- **Total coste de explotación: 5,4248 cent/kWh (2004)**
- Precio de Venta de electricidad: Facturación con tarifa regulada
  Año 1º-20º: 110% TMR
  Resto: 80% TMR
  Tarifa media o de referencia, TMR (2005): 7,3304 cent/kWh
  Evolución anual TMR: 1,4%
- Complemento por Energía Reactiva: 4% TMR

DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN PRECISA:

- Promotor: 20% de la Inversión
- Financiación Ajena: 80% de la Inversión
- Subvención: No precisa

APOYOS A LA EXPLOTACIÓN:

- Prima sobre el precio de mercado: 60% TMR
- Subvención al tipo de interés: No precisa

INCENTIVOS FISCALES:

- Desgravación fiscal equivalente al 10% de la inversión

FORMAS DE FINANCIACIÓN APLICABLE:

- No se contemplan

ÁREA TECNOLÓGICA: BIOMASA
APLICACIÓN: Generación eléctrica con residuos de industrias forestales

Aplicación tradicional. El nivel de apoyo que les adjudica el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, resulta suficiente para asegurar su rentabilidad.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS (Área de Biomasa Generación eléctrica con residuos de industrias forestales):

- INCREMENTO DE POTENCIA: 100 MW
- GENERACIÓN ELÉCTRICA (AÑO 2010): 698 GWh/año
- ENERGÍA PRIMARIA EQUIVALENTE (AÑO 2010): 298.611 tep/año

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:

- Año de puesta en marcha: 2005
- Potencia: 5 MW
- Ratio de inversión: 1.803,04 €/kW
- Período de ejecución: 1 año
- Horas de funcionamiento: 7.500 horas/año
- Vida útil: 15 años
- Coste Biomasa: 1,5386 cent/kg
- Incidencia del coste de la biomasa: 1,8820 cent/kWh neto
- Gastos de O+M: 0,9306 cent/kWh neto
- **Total coste de explotación: 2,8126 cent/kWh (2004)**
- Precio de Venta de electricidad: Facturación con tarifa regulada
  80% TMR
  Tarifa media o de referencia, TMR (2005): 7,3304 cent/kWh
  Evolución anual TMR: 1,4%
- Complemento por Energía Reactiva: 4% TMR

DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN PRECISA:

- Promotor: 20% de la Inversión
- Financiación Ajena: 80% de la Inversión
- Subvención: No precisa

APOYOS A LA EXPLOTACIÓN:

- Prima sobre el precio de mercado: 30% TMR
- Subvención al tipo de interés: No precisa

INCENTIVOS FISCALES:

- Desgravación fiscal equivalente al 10% de la inversión

FORMAS DE FINANCIACIÓN APLICABLE:

- No se contemplan

ÁREA TECNOLÓGICA: BIOMASA
APLICACIÓN: Co-combustión en central convencional

Aplicación totalmente novedosa. Por su interés, precisa de un marco de ayudas que le permita despegar y consolidarse como una de las alternativas principales para la generación eléctrica con biomasa a medio plazo.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS (Área de Biomasa Co-combustión en central convencional):

- INCREMENTO DE POTENCIA: 722 MW
- GENERACIÓN ELÉCTRICA (AÑO 2010): 5.036 GWh/año
- ENERGÍA PRIMARIA EQUIVALENTE (AÑO 2010): 1.552.300 tep/año

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:

- Año de puesta en marcha: 2005
- Potencia: 56 MW
- Ratio de inversión: 856,397 €/kW
- Período de ejecución: 1 año
- Horas de funcionamiento: 7.500 horas/año
- Vida útil: 20 años
- Coste Biomasa: 4,69 cent/kg
- Incidencia del coste de la biomasa: 3,80 cent/kWh neto
- Gastos de O+M: 0,76 cent/kWh neto
- **Total coste de explotación: 4,56 cent/kWh (2004)**
- Precio de Venta de electricidad: Venta al mercado
  Prima: 30% TMR
  Garantía de potencia: 0,48 cent/kWh
  Tarifa media o de referencia, TMR (2005): 7,3304 cent/kWh
  Evolución anual TMR: 1,4%

DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN PRECISA:

- Promotor: 20% de la Inversión
- Financiación Ajena: 80% de la Inversión
- Subvención: No precisa

INCENTIVOS FISCALES:

- No se contemplan

FORMAS DE FINANCIACIÓN APLICABLE:

- No se contemplan

ÁREA TECNOLÓGICA: BIOMASA
APLICACIÓN: Red de calefacción y agua caliente centralizada.

Es una tecnología ampliamente establecida en algunos países europeos como Dinamarca o Austria, cuya rentabilidad económica está asegurada sólo con ayudas a al inversión, debido a los altos precios de los combustibles derivados del petróleo para usos domésticos.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS (Área Biomasa Térmica Doméstica):

- ENERGÍA PRIMARIA EQUIVALENTE (AÑO 2010): 204.722 tep/año

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:

- Año de puesta en marcha: 2005
- Potencia: 6.000 kW
- Ratio de inversión: 282 €/kW
- Período de ejecución: 1 año
- Horas de funcionamiento equivalente: 820 horas/año
- Rendimiento de la instalación: 77 %
  - Rdto. caldera: 85 %
  - Rdto. red de distribución: 90 %
- Vida útil: 20 años
- Gastos Operación/Mantenimiento (2006): 3,40 cent€/kWh (evolución con IPC)
- Coste Combustible (2006): 1,98 cent€/kWh (evolución con IPC-0,5%)
  - Coste en peso: 61,5 €/t*
  - Poder calorífico inferior: 4,07 kWh/kg
- Precio de Venta de energía térmica: 0,065 €/kWh (Precio Gasóleo C: 0,08 €/te)
  - Ratio de Descuento 10%
  - Precio de Venta Final 0,059 €/kWh

DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN PRECISA:

- Promotor: 20% de la Inversión
- Financiación Ajena: 50% de la Inversión
- Subvención a la inversión: 30% de la Inversión

* El coste del combustible está calculado con una subvención a la inversión en maquinaria de producción equivalente al 10% de la Inversión de la red de calefacción.

INCENTIVOS FISCALES:

- No se contemplan

ÁREA TECNOLÓGICA: BIOMASA
APLICACIÓN: Caldera industrial.

Es una tecnología utilizada principalmente en industrias de los sectores forestal y agroalimentario que aprovechan sus propios residuos para generar la energía necesaria en sus procesos de producción. La rentabilidad económica de estas instalaciones depende de los usos alternativos de la biomasa y de los precios de los combustibles convencionales para usos industriales.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS (Área Biomasa Térmica Industrial):

- ENERGÍA PRIMARIA EQUIVALENTE (AÑO 2010): 377.792 tep/año

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:

- Año de puesta en marcha: 2005
- Potencia: 1.000 kW
- Ratio de inversión: 72,74 €/kW
- Período de ejecución: 0,5 años
- Horas de funcionamiento equivalente: 5.000 horas/año
- Rendimiento de la instalación: 80 %
- Vida útil: 20 años
- Gastos Operación/Mantenimiento (2006): 0,98 cent€/kWh (evolución con IPC)
- Coste Combustible (2006): 0,73 cent€/kWh (evolución con IPC-0,5%)
  - Coste en peso: 20 €/t
  - Poder calorífico inferior: 3,49 kWh/kg
- Ahorro de energía térmica sustituida: 0,0183 €/kWh
  (Precio Gas Natural PCS: 0,0163 €/kWh)

DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN PRECISA:

- Promotor: 20% de la Inversión
- Financiación Ajena: 80% de la Inversión
- Subvención: No se contemplan

INCENTIVOS FISCALES:

- Desgravación fiscal equivalente al 10% de la inversión

Área del Biogás

CASOS TIPO

ÁREA TECNOLÓGICA: BIOGÁS
APLICACIÓN: Generación eléctrica

Aplicación en expansión. El nivel de apoyo que les adjudica el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, resulta suficiente para asegurar su rentabilidad.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS (Área de Biogás):

- INCREMENTO DE POTENCIA: 94 MW
- GENERACIÓN ELÉCTRICA (AÑO 2010): 592,2 GWh/año
- ENERGÍA PRIMARIA EQUIVALENTE (AÑO 2010): 188.000 tep/año

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:

- Año de puesta en marcha: 2005
- Potencia: 2 MW
- Ratio de inversión: 1.502,53 €/kW
- Período de ejecución: 1,5 años
- Horas de funcionamiento: 7.000 horas/año
- Vida útil: 20 años
- **Total coste de explotación: 2,5122 cent/kWh (2004)**
- Precio de Venta de electricidad: Facturación con tarifa regulada
  Año 1º-20º: 90% TMR
  Resto: 80% TMR
  Tarifa media o de referencia, TMR (2005): 7,3304 cent€/kWh
  Evolución anual TMR: 1,4%
- Complemento por Energía Reactiva: 4% TMR

DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN PRECISA:

- Promotor: 20% de la Inversión
- Financiación Ajena: 80% de la Inversión
- Subvención: No precisa

APOYOS A LA EXPLOTACIÓN:

- Prima sobre el precio de mercado: 40% TMR
- Subvención al tipo de interés: No precisa

INCENTIVOS FISCALES:

- No se contemplan

FORMAS DE FINANCIACIÓN APLICABLE:

- Desgravación fiscal equivalente al 10% de la inversión

Área de Biocarburantes

CASOS TIPO

ÁREA TECNOLÓGICA: BIOCARBURANTES
APLICACIÓN: Producción de bioetanol para E-5

Es una aplicación que representa el futuro inmediato del sector de producción de bioetanol.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS (Área Biocarburantes):

- ENERGÍA PRIMARIA EQUIVALENTE (AÑO 2010): 1.971.800 tep/año

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:

- Año de puesta en marcha: 2005
- Capacidad de planta: 200.000 m^3/año
- Total inversión material: 136,1 millones de euros
- Total inversión inmaterial: 22,0 millones de euros
- Vida útil: 20 años

- **Ingresos adicionales:**
- DDGS y otros subproductos: 0,1828 euros/l

- **Estructura de costes**
- Costes fijos (personal, mantenimiento y otros): 0,2615 euros/l
- Costes variables (materias primas y energía): 0,1233 euros/l
- Coste materia prima principal (cereal): 0,3823 euros/l
- Costes de transporte y distribución: 0,0467 euros/l
- Total costes (sin beneficio industrial): 0,6310 euros/l

INCENTIVOS FISCALES:

- Tipo cero del impuesto especial sobre hidrocarburos
- Desgravación fiscal equivalente al 10% de la inversión

ÁREA TECNOLÓGICA: BIOCARBURANTES
APLICACIÓN: Producción de biodiesel

Aplicación que se encuentra dando sus primeros pasos en nuestro país.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS (Área Biocarburantes):

- ENERGÍA PRIMARIA EQUIVALENTE (AÑO 2010): 1.971.800 tep/año

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:

- Año de puesta en marcha: 2005
- Capacidad de planta: 50.000 t/año
- Total inversión equipos: 12,6 millones de euros
- Total inversión obra civil: 0,3 millones de euros
- Vida útil: 20 años

- **Ingresos adicionales:**
- Glicerina: 0,027 euros/l de biodiesel

- **Estructura de costes**
- Costes fijos (personal, mantenimiento y otros): 0,076 euros/l
- Costes variables (materias primas y energía): 0,046 euros/l
- Coste materia prima principal (aceite girasol): 0,59 euros/l
- Costes de transporte y distribución: 0,06 euros/l
- Total costes (sin beneficio industrial): 0,745 euros/l

INCENTIVOS FISCALES:

- Tipo cero del impuesto especial sobre hidrocarburos
- Desgravación fiscal equivalente al 10% de la inversión

INTEGRACIÓN DE LOS OBJETIVOS DEL PER EN EL CONTEXTO ENERGÉTICO. EFECTOS POSITIVOS DEL PLAN

CAPÍTULO 5

PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA 2005-2010

5.1. El marco energético de referencia

El consumo mundial de energía aumentará en las dos primeras décadas del presente siglo alrededor de un 50% —entre un 44% y un 56%, de acuerdo con los escenarios de referencia de recientes previsiones de los principales organismos internacionales—, y los combustibles fósiles seguirán dominando el sistema energético, con una participación en el entorno del 85%. Y ello se traduce en disminución de reservas y crecimiento de emisiones.

La Unión Europea ve cómo viene aumentando su consumo de energía y sus importaciones de productos energéticos, aumentando a la vez su dependencia energética exterior, y observa con preocupación que las actuales tendencias conducen a un crecimiento notable de esa dependencia.

En España, durante los últimos 25 años se ha duplicado el consumo de energía —pasando de 68 millones de tep en 1978 a más de 136 millones en 2003, y a más de 141 millones de tep en 2004—. Además, aunque nuestro país presenta un menor consumo de energía per cápita que el de la Unión Europea, al contrario de lo que está sucediendo en la mayoría de países de nuestro entorno España mantiene, durante los últimos años, un notorio crecimiento de la intensidad energética, tanto en términos de energía final como primaria.

Así mismo, la dependencia energética de nuestro país —superior al 75% en los últimos años—, sensiblemente superior a la de la Unión Europea y la mayor parte de los países occidentales, constituye una deficiencia estructural, es fuente de elevados déficit comerciales y un factor latente de inestabilidad, más aún teniendo en cuenta la concentración de reservas de petróleo y gas, principalmente del primero, y su distribución geopolítica.

Para Europa y, en mayor medida, para España, tanto la creciente dependencia exterior en materia energética, como el mayor compromiso social con preservar el medio ambiente y asegurar un desarrollo sostenible, obligan a invertir la actual tendencia mediante el fomento de fórmulas eficaces para el uso eficiente de la energía y la utilización de fuentes limpias.

El crecimiento sustancial de las fuentes renovables, junto a una importante mejora de la eficiencia energética, responde a motivos de estrategia económica, social y medioambiental, además de ser básico para cumplir los compromisos internacionales en materia de medio ambiente.

El Libro Verde de la Comisión Europea sobre seguridad del abastecimiento energético, publicado en 2001, señala que en el próximo decenio la Unión Europea necesitará llevar a cabo inversiones energéticas tanto de sustitución como para atender a las crecientes necesidades, y ello obligará a las economías europeas a optar entre diferentes energías, opciones que, debido a la inercia de los sistemas energéticos, influirán durante los próximos treinta años.

Tales opciones, continúa señalando, están condicionadas por el contexto mundial, por la ampliación de la Unión Europea a Estados miembros con estructuras energéticas diferenciadas, pero sobre todo por el nuevo marco de referencia del mercado de la energía, caracterizado por la liberalización del sector y las preocupaciones ambientales.

Durante los últimos años, diversas iniciativas europeas y nacionales avanzan en la configuración de un marco de apoyo a las energías renovables. Entre ellas, se mencionan a continuación las que hacen referencia a tres objetivos diferentes de desarrollo de las energías renovables para el año 2010 —porcentaje de renovables sobre el total de energía primaria, generación eléctrica con fuentes renovables y consumo de biocarburantes— y que han dado lugar a normativa de diferente rango.

En primer lugar, hay que hablar del Libro Blanco de las Energías Renovables[26], publicado en noviembre de 1997, un mes antes de celebrarse la Conferencia de Kioto. En él se estableció el objetivo de lograr una penetración de las fuentes de energía renovables en la Unión Europea del 12% antes del año 2010.

Por su parte, la Ley del Sector Eléctrico[27] estableció, así mismo, el objetivo de que las fuentes de energía renovables cubran al menos el 12% de la demanda total de energía en España en el año 2010. De acuerdo con ese compromiso, a finales de 1999 el Gobierno aprobó el Plan de Fomento de la Energías Renovables en España 2000-2010.

A la luz del desarrollo experimentado por las distintas fuentes renovables desde la aprobación del Plan, así como del crecimiento registrado por los consumos de energía —sensiblemente superiores a los del escenario de ahorro al que se asociaron los objetivos del Plan de Fomento— y de las previsiones de evolución de esos consumos hasta el final de la década, se somete a revisión el hasta la fecha vigente Plan de Fomento mediante la elaboración de este Plan de Energías Renovables en España 2004-2010, que eleva significativamente el objetivo de crecimiento de estas fuentes y lo redistribuye por áreas, con el objeto de garantizar la contribución global de las energías renovables del 12% a la demanda de energía primaria en 2010.

La Directiva 2001/77/CE[28] sobre promoción de electricidad generada con fuentes renovables, cuya transposición a la legislación española se encuentra en fase de trámite, contempla una serie de actuaciones, tanto por parte de los Estados miembros, como por parte de la Comisión Europea, para promocionar la electricidad generada con fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad. La Directiva contiene valores de referencia —para cada uno de los Estados miembros, así como para el conjunto de la UE-15— para el establecimiento de objetivos indicativos nacionales, con respecto a la parte de electricidad producida a partir de fuentes de energía renovables en el consumo bruto de electricidad del año 2010.

Para el conjunto de la Comunidad, el valor de referencia es del 22% en el citado año, mientras que para España se sitúa en un 29,4% de electricidad de origen renovable en el año 2010, el mismo porcentaje que estaba previsto en el Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010.

Finalmente, hay que hacer referencia a la Directiva 2003/30/CE[29] sobre fomento del uso de biocarburantes, que fija como valores de referencia para el establecimiento de objetivos indicativos nacionales una proporción mínima de biocarburantes y de otros combustibles renovables[30] del 2% en 2005 y del 5,75% del consumo de gasolina y gasoil del trasporte en el año 2010.

La citada Directiva ha sido transpuesta a la legislación española mediante el Real Decreto 1700/2003, de 15 de diciembre[31], por el que se fijan las especificaciones de gasolinas, gasóleos, fuelóleos y gases licuados del petróleo, y el uso de biocarburantes.

La revisión de los objetivos de desarrollo de las fuentes renovables para el año 2010 incluida en este nuevo Plan, se lleva a cabo con el objeto de dar cumplimiento a los tres objetivos antes señalados en los diferentes ámbitos renovables, dentro del contexto energético de nuestro país y de acuerdo con las perspectivas de evolución general.

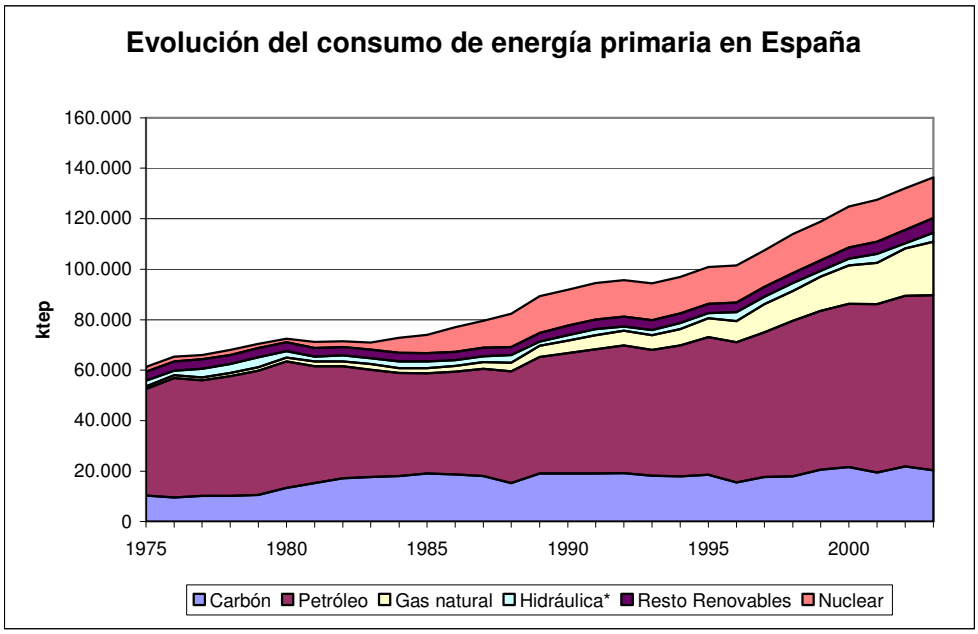
[26] Comunicación de la Comisión "ENERGÍA PARA EL FUTURO: FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES. Libro Blanco para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios" (Documento COM (97) 599 final). Bruselas, 26.11.1997.
[27] Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. BOE de 28 de noviembre de 1997.
[28] Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad. DOCE 27.10.2001.
[29] Directiva 2003/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 8 de mayo de 2003, relativa al fomento del uso de biocarburantes u otros combustibles renovables en el transporte. DOCE 17.5.2003.
[30] Calculado el porcentaje sobre la base del contenido energético, de toda la gasolina y todo el gasóleo comercializados en sus mercados con fines de transporte.
[31] BOE del 24 de diciembre de 2003.

En este sentido, la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2002-2011, aprobada en 2002, preveía un consumo de energía sensiblemente mayor y, por tanto, un mayor desarrollo de las energías renovables —para alcanzar el objetivo del 12% en 2010— que el contemplado en el Plan de Fomento. A su vez, la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética 2004-2012 (E4), aprobada en noviembre de 2003, establece unos objetivos de reducción de la intensidad energética hasta el año 2012, lo que supone una reducción del consumo de energía previsto con respecto a la Planificación.

5.2. Evolución del consumo y la intensidad energética en España

La evolución de los precios del petróleo y la distribución de las reservas de energía han venido condicionando las opciones energéticas de los países desarrollados desde hace tres décadas. Más recientemente, las preocupaciones ambientales y el proceso de liberalización del sector de la energía, en el que Europa se encuentra inmersa, caracterizan el nuevo marco de referencia para la instrumentación de la política energética.

Durante las tres últimas décadas se han producido importantes cambios, tanto cuantitativos como cualitativos, en el consumo de energía, dentro de un contexto nacional e internacional sometido a profundas transformaciones.



Fuente: IDAE/Ministerio de Industria, Turismo y Comercio

A mediados de los setenta, tras la primera gran crisis del petróleo, que puso de manifiesto la vulnerabilidad de las economías occidentales frente a cambios bruscos del precio de esta materia prima, se pusieron en marcha en la mayoría de países occidentales políticas para mejorar la eficiencia energética y reducir la dependencia del petróleo. La segunda crisis, de 1979-80, acentuó la necesidad de esas políticas, que produjeron, de forma generalizada, reducciones de la intensidad energética y una disminución del peso del petróleo en los balances energéticos. En España, a diferencia de lo que ocurrió en la mayoría de los países de la OCDE, hasta finales de los setenta no se inició una política efectiva de eficiencia energética.

Actualmente, el consumo de energía en España duplica el registrado un cuarto de siglo atrás —más de 136 millones de tep en 2003, y más de 141 millones en 2004, frente a 68 millones de

tep en 1978 —, y este fuerte crecimiento ha tenido variaciones significativas en los distintos periodos.

Diversos factores ayudan a explicar esa evolución. Así, desde mediados de los setenta, se ha producido en nuestro país un importante desarrollo económico y social, con una fuerte expansión del automóvil, un proceso de equipamiento familiar que ha consolidado la universalización de algunos electrodomésticos, mientras ha comenzado la penetración de otros, con una importancia creciente de los sistemas de calefacción y, más recientemente, de aire acondicionado. Todo ello ha tenido su reflejo en la evolución del consumo de energía.

La primera mitad de los años ochenta ha sido, con mucha diferencia, el quinquenio con menor crecimiento[32] del consumo de energía en España, habiéndose producido, incluso, durante los primeros años de ese periodo, reducciones de dicho consumo. A ello contribuyeron, la recesión económica en la que se encontraba nuestra economía desde mediados de los setenta, más severa que la sufrida por la mayoría de países occidentales, la magnitud y persistencia de los precios del petróleo, y la adopción de medidas de fomento de la eficiencia energética, en una situación con elevado potencial de ahorro y en un marco que hacía rentable buena parte de las inversiones y cambio de hábitos en esta materia.

En relación con el consumo de energía final —consumo de energía, excluida la utilizada en transformación, transporte y distribución de la energía—, ésta se ha incrementado en España desde 1980 en más de un 90%. Desde entonces se han producido, así mismo, cambios en el peso relativo de los tres grandes sectores y distintos ritmos de crecimiento en los diferentes subperiodos.

En la segunda mitad de los ochenta se produjo un fuerte crecimiento económico en Europa y, mayor aún en España, en un contexto de reducción de precios energéticos y entrada de nuestro país en la Comunidad Europea, dando lugar a un crecimiento medio del consumo final de energía del 3,9% anual, con un crecimiento moderado del consumo en la industria, un incremento reducido en usos diversos y un fuerte crecimiento del consumo en el sector transporte, registrando un aumento medio anual del 7,9%. En la década de los noventa, la atonía económica de los primeros años tuvo su reflejo en un crecimiento suave del consumo de energía aunque, no obstante, éste fue superior al del PIB. Y el dinamismo económico de la segunda mitad de la década también tuvo su reflejo en un crecimiento elevado del consumo final de energía, a una tasa media superior al 4,6% anual.

Por lo que al reparto sectorial se refiere, mientras que en 1980 la industria absorbía el 48,4% del consumo final de energía y el transporte no alcanzaba el 30%, en el año 2004 la industria ha reducido significativamente su participación en el consumo final mientras que el transporte la ha elevado, representando ambos en la actualidad alrededor del 36%[33].

Otro cambio importante producido en el panorama energético nacional durante las tres últimas décadas, es el relativo a la diversificación de las fuentes que abastecen nuestro consumo de energía. En 1975, España tenía una estructura de fuentes muy poco diversificada y con una enorme preponderancia del petróleo, que cubría alrededor del 70% de nuestras necesidades energéticas. Actualmente, el petróleo —que sigue dominando los suministros— representa alrededor del 50% del consumo de energía primaria y la mitad de esta fuente es absorbida por el transporte.

Por lo que se refiere a la intensidad energética, su evolución presenta en España, desde 1980, dos etapas con tendencias distintas. Así, entre 1980 y 1988 se produjo una significativa reducción de este ratio, aumentando posteriormente hasta la fecha, con la excepción de algunos años. En el año 2000, se situó en niveles similares a los del año 1980, tanto para la intensidad energética primaria como para la final.

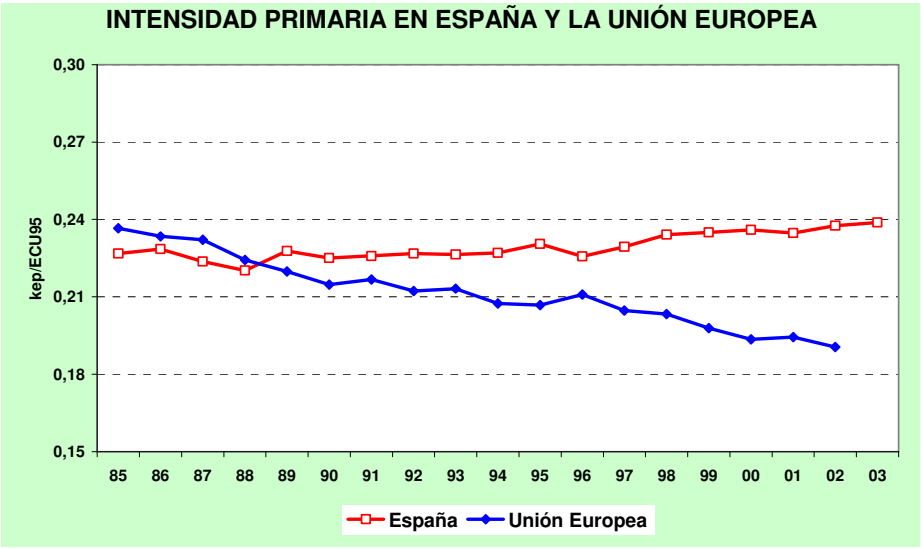
[32] Con un incremento medio del consumo de energía primaria del 0,4% anual.

[33] Estas contribuciones sectoriales son las correspondientes al consumo final de energía, incluidos los consumos para usos no energéticos —especialmente importantes en la industria, que cuenta, entre otros, con elevados consumos de naftas para la fabricación de etileno y, en menor medida, de otros productos petrolíferos destinados a la producción de asfaltos para la construcción—, ya que si se excluyen éstos, la contribución actual del transporte al consumo final es muy superior a la de la industria.

En los gráficos siguientes se presenta la evolución, desde 1985 hasta 2000, de la intensidad energética primaria de España y de la UE-15, como relación entre el consumo de energía primaria y el PIB (medido en ktep/ECU95), de dos formas distintas: en uno de los casos, haciendo la conversión del PIB de España a ECU constante de 1995 a partir del tipo de cambio para ese año y, en el otro caso, convirtiendo el PIB a ECU constante de 1995 a través de la paridad de poder de compra para el mismo año, con lo que la posición de la curva de intensidad de España aparece corregida para el nivel adquisitivo medio de la UE .

Durante el periodo considerado, la intensidad primaria en España muestra una tendencia creciente, mientras en la UE se ha reducido de forma apreciable. Durante la década de los noventa, este indicador ha aumentado en España alrededor de un 5%, en términos acumulados y el de la media de la Unión Europea se ha reducido cerca de un 10%, de forma más acusada en la segunda mitad de la década, en la que ha experimentado un descenso del orden del 1,3% anual.

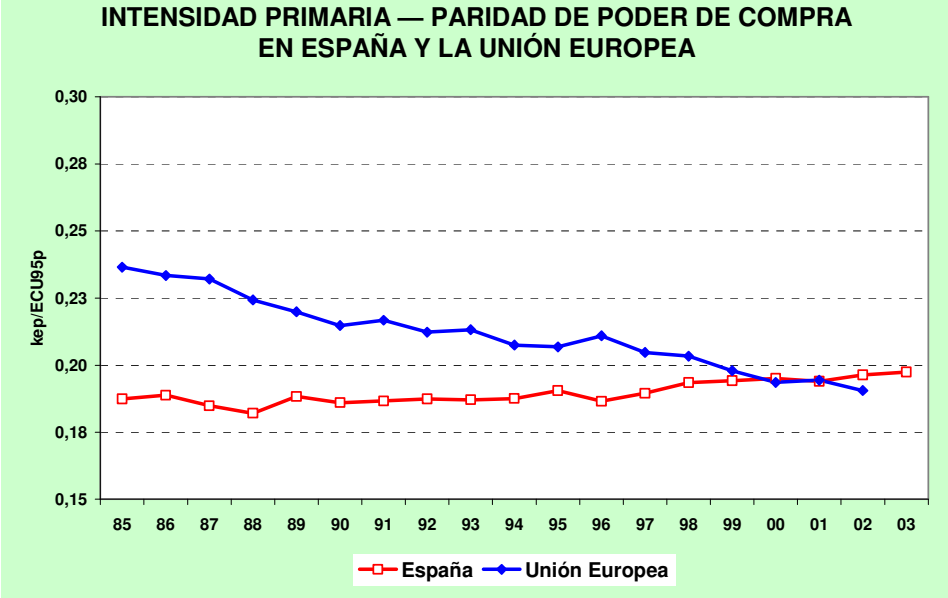
En el primero de los gráficos señalados se observa que desde finales de los ochenta la intensidad española supera a la media comunitaria, en tanto que en el año 2002 el indicador nacional se sitúa cerca de un 25% por encima del de la UE.



Fuente: EnR/IDAE

Nota: Los datos de *Intensidad Primaria* para España se han calculado a partir de los consumos de energía primaria y las cifras de *Producto Interior Bruto* publicadas por el INE a precios constantes de 1995 y de acuerdo con el nuevo *Sistema Europeo de Cuentas*.

Considerando la intensidad primaria corregida a paridad de poder de compra, España se sitúa un 3% por encima del indicador comunitario en el año 2002.



Fuente: EnR/IDAE

Por lo que se refiere a la intensidad energética final, también se viene produciendo un crecimiento desde finales de los ochenta en España, a la vez que se ha reducido en la UE-15. Durante la década de los noventa, España ha aumentado su intensidad final, mientras la UE, como media, la ha reducido en más del 8% en términos acumulados. La tendencia decreciente mostrada por el indicador de la UE es común a otros países miembros, como Francia, Alemania, Irlanda o el Reino Unido.

5.3. Evolución reciente de las energías renovables: Situación del Plan de Fomento a finales de 2004

En 1998, año de referencia para la elaboración del Plan de Fomento de las Energías Renovables en España 2000-2010, el consumo de estas energías ascendía a 7,2 millones de tep (7,1 millones para un año hidráulico, eólico y solar medio), con un consumo de energía primaria del orden de 114 millones de tep, por lo que la contribución de las fuentes renovables representaba el 6,3% (6,2% en año medio) del consumo total de energía en España.

El Plan de Fomento estableció unos objetivos que suponían un consumo de energías renovables de 16,6 millones de tep en el año 2010, lo que significaba una contribución de las fuentes de energías renovables que cubría el objetivo del 12% con respecto al consumo total de energía en España.

En el Capítulo 3, de Análisis Sectorial, se hace una evaluación más detallada de la evolución seguida por cada una de las áreas, y en el documento "Balance del Plan de Fomento de las Energías Renovables en España durante el periodo 1999-2004", se lleva a cabo un análisis exhaustivo de la misma a lo largo del periodo de vida transcurrido del Plan.

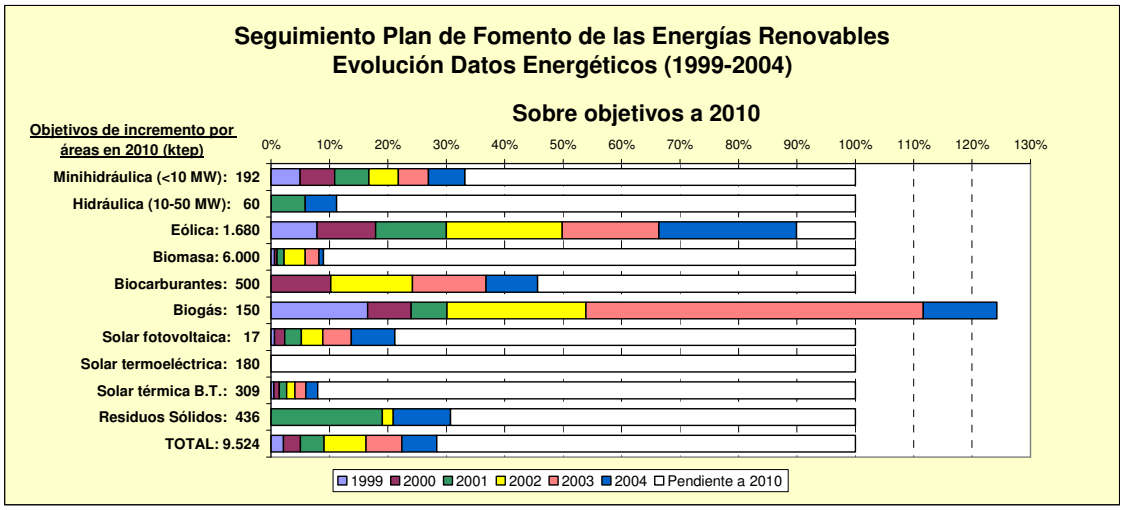
Por tanto, en este epígrafe se presenta únicamente una síntesis de la evolución general del Plan de Fomento hasta finales del pasado año, así como un resumen gráfico del grado de avance registrado en las diferentes áreas.

Tal y como recoge el Balance del Plan de Fomento durante el periodo 1999-2004, elaborado por el IDAE, desde la aprobación del Plan, hasta finales de 2004, el consumo global de energías renovables ha aumentado en España en 2,7 millones de tep anuales[34], un crecimiento

[34] Para valores de producción de un año medio hidráulico, eólico y solar , tanto en el año base (1998) como en el periodo 1999-2004.

significativo —apoyado en áreas y aplicaciones escasamente desarrolladas al finalizar la década pasada—, aunque insuficiente para alcanzar los ambiciosos objetivos fijados, máxime teniendo en cuenta las previsiones más recientes del consumo de energía para los próximos años. Hasta finales de 2004, se había cumplido el 28,4% del objetivo global de incremento establecido en ese Plan para el año 2010.

Por áreas, el crecimiento presenta importantes disparidades. La energía eólica sigue siendo la que registra un mayor grado de desarrollo, con una importante iniciativa empresarial, en la que se está consolidando un conjunto de empresas, con tecnología propia, en un mercado de excelentes expectativas. Otras dos áreas evolucionan a buen ritmo: biocarburantes y biogás. En biocarburantes, se podrían superar ampliamente los objetivos originales del Plan de Fomento, a la luz de la evolución registrada y la favorable reforma producida en la fiscalidad. En biogás, ya se han superado los objetivos fijados para 2010, si bien representan una contribución relativa bastante discreta al conjunto del Plan.



Fuente:IDAE

La energía minihidráulica, que dispone de una tecnología consolidada, continúa encontrando importantes barreras de tipo administrativo que dificultan su desarrollo y avanza más despacio de lo previsto. Las áreas solares se están desarrollando muy por debajo del ritmo necesario para alcanzar sus respectivos objetivos, aunque se atisban posibilidades de cambio; la energía solar térmica de baja temperatura requiere la aprobación del Código Técnico de la Edificación en los actuales términos —los recogidos en el segundo proyecto, en fase de tramitación administrativa— para alcanzar sus objetivos; la aprobación del citado código supondrá, así mismo, un impulso fundamental para la solar fotovoltaica.

Por su parte, la biomasa está experimentando un desarrollo muy inferior al requerido. Desde la puesta en marcha del Plan de Fomento, hasta finales de 2004, sólo se había cumplido el 9% del objetivo total del área para el año 2010. El escaso desarrollo que ha registrado la biomasa hasta la fecha y la importancia relativa de los objetivos de esta área —un incremento de seis millones de tep anuales en 2010, es decir, el 63% del crecimiento previsto, en términos de energía primaria, de todas las energías renovables durante la vigencia del Plan de Fomento— suponían un serio condicionante a las posibilidades de cumplimiento de los objetivos de ese Plan. El R. D. 436/2004, de 12 de marzo, no ha aportado un cambio significativo a la retribución de la biomasa procedente de cultivos energéticos y de residuos de actividades agrícolas o forestales[35], que constituyen más del 90% de los recursos de biomasa previstos en el Plan de Fomento.

[35] Incluidas en el grupo b.6 del nuevo Real Decreto.

Así las cosas, en el ecuador del Plan de Fomento aprobado en 1999, con un crecimiento global de las energías renovables significativo, pero sensiblemente inferior al previsto, y con unos incrementos del consumo de energía notablemente superiores, a finales de 2004 la contribución porcentual de las energías renovables al consumo de energía primaria tan sólo ha aumentado unas décimas con respecto a 1998, año de referencia del Plan de Fomento.

Procede, por tanto, la revisión del Plan hasta ahora vigente y la elaboración de uno nuevo, con el diseño de nuevos escenarios y el establecimiento de objetivos acordes con las actuales perspectivas. A ello responde este documento con el Plan de Energías Renovables en España 2005-2010, que en capítulos precedentes hace un análisis detallado de su justificación y objetivos generales, de la situación y objetivos para cada una de las áreas, así como de la financiación del Plan, presentando en los epígrafes restantes de este capítulo una síntesis de los aspectos más relevantes del mismo.

La tabla siguiente recoge datos reales de potencia y producción con energías renovables en 2004, así como del consumo de energía primaria, elaborados por el IDAE y el Ministerio de industria, Turismo y Comercio, respectivamente, con la información disponible a fecha de elaboración del presente documento.

	Producción con energías renovables en 2004 (1)		
	Potencia (MW)	**Producción (GWh)**	**Producción en términos de Energía Primaria (ktep)**
Generación de electricidad			
Hidráulica (> 50 MW) (2)	13.521	23.673	1.863
Hidráulica (Entre 10 y 50 MW)	2.897	5.097	438
Hidráulica (< 10 MW)	1.749	4.729	407
Biomasa	344	2.193	680
R.S.U.	189	1.223	395
Eólica	8.155	15.056	1.295
Solar fotovoltaica	37	57	5
Biogás	141	825	267
Solar termoeléctrica	-	-	-
TOTAL ÁREAS ELÉCTRICAS	**27.032**	**52.852**	**5.350**
Usos térmicos	**m^2 Solar t. baja temp.**		**(ktep)**
Biomasa			3.487
Biogás			28
Solar térmica de baja temperatura	700.805		51
Geotermia			8
TOTAL ÁREAS TÉRMICAS			**3.574**
Biocarburantes (Transporte)			
TOTAL BIOCARBURANTES			**228**
TOTAL ENERGÍAS RENOVABLES			**9.152**
CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA (ktep)			**141.567**
Energías Renovables/Energía Primaria (%)			**6,5%**

(1): Datos de 2004, reales provisionales (a marzo-2005)
(2): Incluye producción con bombeo puro.

Como puede observarse, las energías renovables representan a finales del pasado año el 6,5% del consumo de energía primaria en España, aunque es necesario señalar que 2004 no fue un buen año hidráulico y eso ha reducido la contribución de estas fuentes con respecto a la producción potencial en un año medio.

Por ello, para la comparación de escenarios y para los trabajos de planificación es más representativo considerar la producción teórica correspondiente a un año medio, calculada a partir las potencias reales existentes en cada área, y no la producción real. De esta manera, se consigue filtrar el sesgo que introduciría la mayor o menor disponibilidad de recursos hídricos, eólicos o solares, en el año de referencia y en los sucesivos años de planificación. Y así se ha hecho para el establecimiento de objetivos del nuevo Plan, como también se hizo cuando se elaboró el Plan de Fomento y, por tanto, en el balance del mismo. La tabla siguiente recoge la situación de las energías renovables a finales de 2004, pero en esta ocasión con producciones teóricas para un año medio.

PRODUCCIÓN CON ENERGÍAS RENOVABLES

	Situación en 2004 [año medio (1)]		
	Potencia (MW)	**Producción (GWh)**	**Producción en términos de Energía Primaria (ktep)**
Generación de electricidad			
Hidráulica (> 50 MW) (2)	13.521,0	25.013,9	1.978,6
Hidráulica (Entre 10 y 50 MW)	2.896,8	5.793,6	498,2
Hidráulica (< 10 MW)	1.748,7	5.420,8	466,2
Biomasa	344	2.193	680,0
R.S.U.	189	1.223,0	395,1
Eólica	8.155	19.571	1.683,1
Solar fotovoltaica	37	56	4,8
Biogás	141	825	266,7
Solar termoeléctrica	-	-	-
TOTAL ÁREAS ELÉCTRICAS	**27.032**	**60.096**	**5.973**
Usos térmicos	**m^2 Solar t. baja temp.**		**(ktep)**
Biomasa			3.487
Biogás			28
Solar térmica de baja temperatura	700.805		51
Geotermia			8
TOTAL ÁREAS TÉRMICAS			**3.574**
Biocarburantes (Transporte)			
TOTAL BIOCARBURANTES			**228**
TOTAL ENERGÍAS RENOVABLES			**9.774,9**
CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA (ktep)			**141.567**
Energías Renovables/Energía Primaria (%)			**6,9%**

(1): Datos de 2004, provisionales. Para energía hidráulica, eólica, solar fotovoltaica y solar térmica, se incluye la producción correspondiente a un año medio, a partir de las potencias y superficie en servicio a 31 de diciembre, de acuerdo con las características de las instalaciones puestas en marcha hasta la fecha, y no el dato real de 2004.

(2): Incluye producción con bombeo puro: **2007,2** GWh en 2004

En este caso, la participación de las energías renovables asciende, a finales de 2004, al 6,9% del consumo de energía primaria. Y estos son los datos de partida considerados en el nuevo Plan —con la excepción de las pequeñas contribuciones del biogás para usos térmicos y la energía geotérmica, para las que no se establecen objetivos—, tal y como se presenta en el epígrafe 5.5.

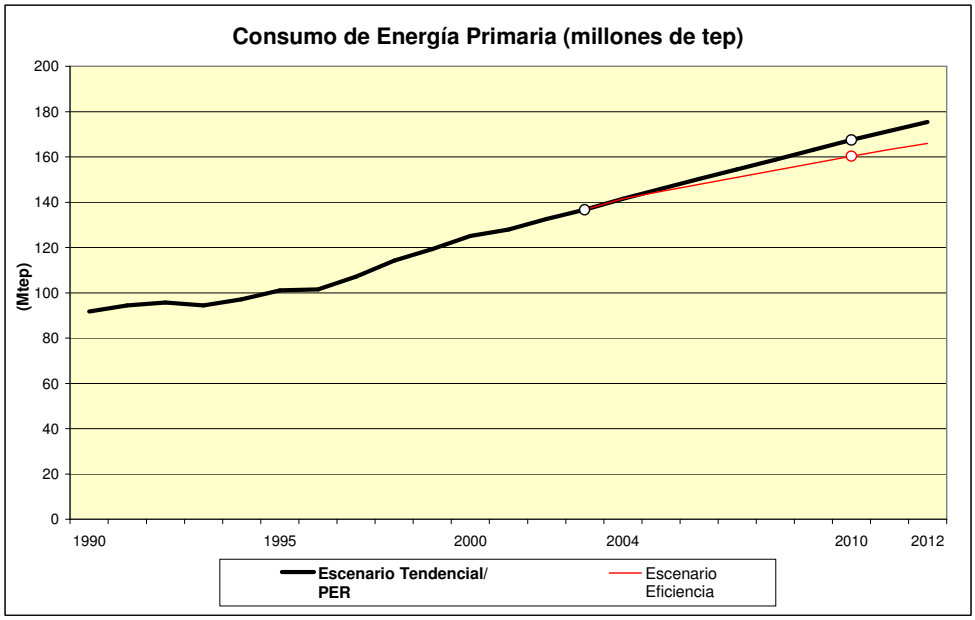
5.4. Nuevos escenarios energéticos y de energías renovables. El Escenario del Plan de Energías Renovables 2005-2010

El análisis detallado de los diferentes usos de la energía y de los factores que inciden en ellos, junto a la formulación de escenarios, resulta básico para vislumbrar la posible evolución futura y establecer e integrar los objetivos de la política energética de acuerdo con las perspectivas de evolución de la estructura energética general.

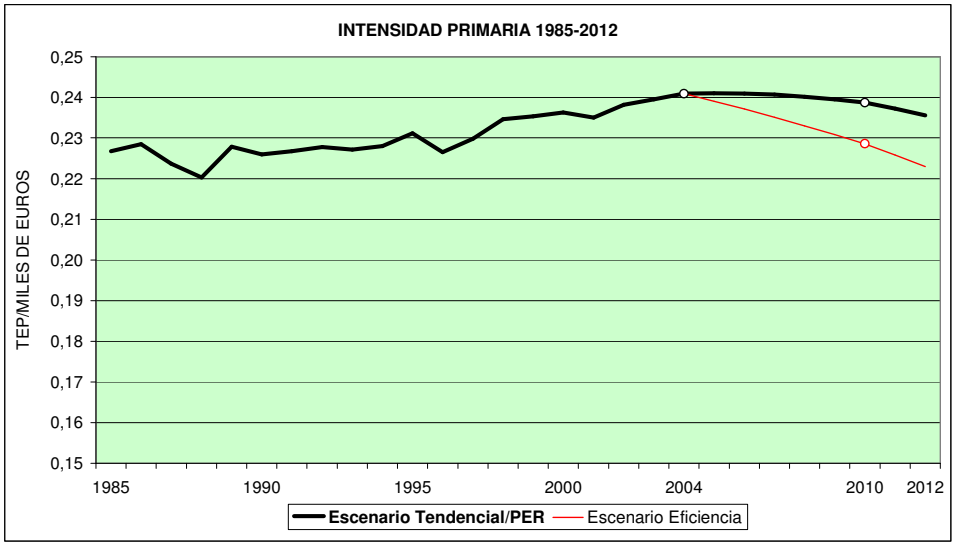
Como quiera que nuestro país tiene fijado el objetivo general de que las fuentes de energía renovables alcancen, en 2010, al menos el 12% del consumo de energía primaria[36], la evolución prevista del consumo de energía en España es determinante para establecer los objetivos de crecimiento de las energías renovables.

Por ello, para la elaboración de este Plan de Energías Renovables 2005-2010, se han diseñado dos escenarios energéticos generales (denominados Escenario Tendencial y Escenario de Eficiencia) y otros tres escenarios de desarrollo de las energías renovables (Actual, Probable y Optimista), **habiéndose elegido como referencia para el establecimiento de objetivos del Plan, el escenario energético Tendencial, y como escenario de energías renovables, el llamado "Probable", cuyos objetivos dan cuerpo a este Plan de Energías Renovables 2005-2010**, **que una vez integrados en el escenario energético de referencia elegido, conforman el denominado Escenario PER o Escenario del Plan.** El análisis de los escenarios ha sido objeto de un documento específico y se comentan brevemente en el Capítulo 2 de este documento.

Los dos gráficos siguientes reflejan la evolución pasada y previsiones del consumo de energía primaria y de la intensidad energética primaria, respectivamente, para los dos escenarios energéticos generales analizados inicialmente, habiéndose integrado ya los objetivos de este Plan en su escenario energético general, dando lugar al mencionado Escenario PER del que, a continuación de los gráficos, se presenta una serie de tablas con las variables más representativas.



[36] Ley 54/1997 del Sector Eléctrico.



Las tablas siguientes recogen el consumo de energía final, en primer lugar por sectores y, a continuación, por fuentes de energía, para los años 2004 y 2010. El crecimiento previsto durante este periodo es del 3,4% anual, con los mayores incrementos en el transporte y evoluciones más contenidas en la industria y en los usos diversos.

CONSUMO FINAL DE ENERGÍA POR SECTORES ESCENARIO TENDENCIAL / PER	2004 ktep	 %	2010 ktep	 %	Crecimientos anuales (%) 2010/2004
INDUSTRIA	37.813	36,2	44.491	34,9	2,7
TRANSPORTE	37.640	36,1	49.550	38,9	4,7
USOS DIVERSOS	28.902	27,7	33.289	26,1	2,4
TOTAL SECTORES	**104.355**	**100,0**	**127.330**	**100,0**	**3,4**

Por fuentes, los mayores crecimientos los registran las energías renovables, con una tasa media anual durante el periodo cercana al 10%, y el gas natural, con una tasa anual superior al 5%.

En la tabla de consumo por fuentes aparece, así mismo, la contribución prevista de los biocarburantes al consumo de gasolina y gasóleo en el transporte, observándose que en el año 2010 representa, de acuerdo con los objetivos del Plan, el 5,83%, cumpliendo así con el objetivo indicativo del 5,75% establecido para ese año.

CONSUMO FINAL DE ENERGÍA POR FUENTES ESCENARIO TENDENCIAL / PER	2004 ktep	%	2010 ktep	%	Crecimientos anuales (%) 2010/2004
CARBÓN	2.478	2,4	2.280	1,8	-1,4
PETRÓLEO	61.415	58,9	70.395	55,3	2,3
GAS	16.820	16,1	22.955	18,0	5,3
ELECTRICIDAD	19.840	19,0	25.056	19,7	4,0
ENERGÍAS RENOVABLES	3.802	3,6	6.645	5,2	9,8
TOTAL CONSUMO FINAL	**104.355**	**100,0**	**127.330**	**100,0**	**3,4**

Del consumo final de energía	2004	2010
Biocarburantes	228	2.200
Gasolina y gasóleo en el transporte	30.855	37.735
% de Biocarburantes s/gasolina y gasóleo en el transporte (1)	0,74%	**5,83%**

(1): La Directiva 2003/30/CE, sobre fomento del uso de biocarburantes (transpuesta a la legislación española a través del R.D. 1700/2003, de 15 de diciembre) establece los objetivos indicativos de que los biocarburantes alcancen el 2% y el 5,75% del consumo de gasolina y gasoil con fines de transporte, en 2005 y 2010 respectivamente.

Por lo que se refiere a la generación de electricidad prevista en el Escenario PER, la tabla siguiente presenta el desglose por fuentes de energía para 2004 y 2010. En este último año, de acuerdo con los objetivos de este Plan, las energías renovables aportan al sistema más de 100.000 GWh año, lo que representa un 30,3% del consumo bruto de electricidad previsto para ese año, cumpliendo de esta forma con el objetivo indicativo para España del 29,4% en el año 2010.

GENERACIÓN BRUTA DE ELECTRICIDAD ESCENARIO TENDENCIAL / PER	2004 (1) GWh	%	2010 GWh	%
Carbón	80.254	29,1	46.616	14,0
Petróleo	24.037	8,7	9.150	2,7
Gas natural	54.831	19,9	111.877	33,5
Nuclear	63.523	23,1	63.705	19,1
Hidráulica (> 10 MW)	28.770	10,4	31.494	9,4
Hidráulica (< 10 MW)	4.729	1,7	6.692	2,0
Biomasa	2.193	0,8	14.015	4,2
R.S.U.	1.223	0,4	1.223	0,4
Eólica	15.056	5,5	45.511	13,6
Solar fotovoltaica	57	0,0	609	0,2
Biogás	825	0,3	1.417	0,4
Solar termoeléctrica	0	0,0	1.298	0,4
TOTAL GENERACIÓN BRUTA NACIONAL	**275.497**	100	**333.607**	100

(1): Renovables 2004: Datos reales provisionales. Resto: Estimado por IDAE a partir de datos de Mº de Industria, y de REE.

Saldo eléctrico (Imp-Exp)	-3.030	3.800
CONSUMO BRUTO DE ELECTRICIDAD	**272.467**	**337.407**

Total Renovables (GWh y % s/ Generac. Bruta)	52.852	19,2	102.259	30,7
Cogeneración (GWh y % s/ Generación Bruta)	31.715	11,5	35.100	10,5

% de Electricidad Renovable s/Consumo Bruto de Electricidad (2)	**19,4%**	**30,3%**

(2): La Directiva 2001/77/CE, sobre promoción de electricidad generada con fuentes renovables, establece para España el objetivo indicativo de que la electricidad de origen renovable alcance en 2010 el 29,4% del consumo bruto de electricidad.

Finalmente, la tabla que se presenta a continuación incluye el consumo de energía primaria actual y previsto para el final de la década, alcanzando las energías renovables en al año 2010 un 12,1% del consumo de energía primaria, dando cumplimiento con ello al objetivo establecido en su día por el Libro Blanco de las Energías Renovables de la Comisión Europea y, en España, por la Ley del Sector Eléctrico.

CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA ESCENARIO TENDENCIAL / PER	2004 ktep	%	2010 ktep	%	Crecimientos anuales (%) 2010/2004
CARBÓN	21.081	14,9	13.482	8,1	-7,2
PETRÓLEO	70.490	49,8	76.837	46,0	1,4
GAS NATURAL	24.550	17,3	39.632	23,7	8,3
NUCLEAR	16.554	11,7	16.602	9,9	0,0
ENERGÍAS RENOVABLES	9.152	6,5	20.220	12,1	14,1
SALDO ELÉCTRICO (Imp.-Exp.)	-261	-0,2	327	0,2	
TOTAL E. PRIMARIA	141.567	100	167.100	100	2,8
% de Renovables s/ E. Primaria (3)	6,5%		12,1%		

(3): El Libro Blanco de las Energías Renovables de la Comisión Europea y la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, establecen el objetivo de que las fuentes de energía renovables alcancen en 2010 al menos el 12% del consumo de energía primaria.

5.5. Síntesis de objetivos por áreas del Plan de Energías Renovables 2005-2010

5.5.1. La componente energética del Plan

De acuerdo con el análisis del contexto energético general y sus perspectivas de evolución, se han definido los objetivos de desarrollo de cada unas de las fuentes renovables, desde la situación actual hasta el año 2010, tal y como se recoge en el capítulo del análisis sectorial. En este epígrafe, se presenta de forma sintética la situación actual de las energías renovables en España y el resumen de objetivos energéticos para el periodo 2005-2010.

El crecimiento del consumo de energía durante los últimos años —muy superior al contemplado en el escenario de ahorro al que se asociaron los objetivos del Plan de Fomento aprobado en 1999— y las recientes previsiones de evolución hasta el final de la década, conducen a establecer un objetivo de consumo de energías renovables en 2010 de 20,2 millones de tep, frente a los 16,6 millones de tep que fijaba el Plan de Fomento.

Habida cuenta de que entre 1998 —año base del Plan de Fomento— y 2004 —año base del presente Plan— el consumo de energías renovables ha aumentado alrededor de 2,7 millones de tep, el objetivo global de crecimiento que ahora se establece para el periodo 2005-2010 (10,5 millones de tep) es, en términos absolutos, superior al que se fijaba en el Plan de Fomento para el periodo 1999-2010 (9,5 millones de tep), pero en el caso actual en la mitad de tiempo.

La tabla siguiente recoge, de forma sintética, la situación de las energías renovables en España a finales de 2004 y el resumen de los nuevos objetivos del Plan de Energías Renovables para 2010, divididos en tres grandes bloques, uno para las áreas de generación eléctrica, otro para los usos térmicos de las energías renovables, y otro para los biocombustibles utilizados como carburantes en el sector transporte —biocarburantes—.

OBJETIVOS DEL PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA 2005-2010

Escenario PER

	Situación en 2004 [año medio (1)]			Objetivo de incremento 2005-2010 (2)			Situación Objetivo en el año 2010		
	Potencia (MW)	Producción (GWh)	Producción en términos de Energía Primaria (ktep)	Potencia (MW)	Producción (GWh)	Producción en términos de Energía Primaria (ktep)	Potencia (MW)	Producción (GWh)	Producción en términos de Energía Primaria (ktep)
Generación de electricidad									
Hidráulica (> 50 MW) (3)	13.521	25.014	1.979	0	0	0	13.521	25.014	1.979
Hidráulica (Entre 10 y 50 MW)	2.897	5.794	498	360	687	59	3.257	6.480	557
Hidráulica (< 10 MW)	1.749	5.421	466	450	1.271	109	2.199	6.692	575
Biomasa	344	2.193	680	1.695	11.823	4.458	2.039	14.015	5.138
Centrales de biomasa	344	2.193	680	973	6.787	2.905	1.317	8.980	3.586
Co-combustión	0	0	0	722	5.036	1.552	722	5.036	1.552
R.S.U.	189	1.223	395	0	0	0	189	1.223	395
Eólica	8.155	19.571	1.683	12.000	25.940	2.231	20.155	45.511	3.914
Solar fotovoltaica	37	56	5	363	553	48	400	609	52
Biogás	141	825	267	94	592	188	235	1.417	455
Solar termoeléctrica	-	-	-	500	1.298	509	500	1.298	509
TOTAL ÁREAS ELÉCTRICAS	**27.032**	**60.096**	**5.973**	**15.462**	**42.163**	**7.602**	**42.494**	**102.259**	**13.574**
Usos térmicos	**m^2 Solar t. baja temp.**		**(ktep)**	**m^2 Solar t. baja temp.**		**(ktep)**	**m2 Solar t. baja temp.**		**(ktep)**
Biomasa			3.487			583			4.070
Solar térmica de baja temperatura	700.805		51	4.200.000		325	4.900.805		376
TOTAL ÁREAS TÉRMICAS			**3.538**			**907**			**4.445**
Biocarburantes (Transporte)									
TOTAL BIOCARBURANTES			**228**			**1.972**			**2.200**
TOTAL ENERGÍAS RENOVABLES			**9.739**			**10.481**			**20.220**
CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA (ktep) **(Escenario Energético: Tendencial/PER)**			**141.567**						**167.100**
Energías Renovables/Energía Primaria (%)			**6,9%**						**12,1%**

(1): Datos de 2004, provisionales. Para energía hidráulica, eólica, solar fotovoltaica y solar térmica, se incluye la producción correspondiente a un año medio, a partir de las potencias y superficie en servicio a 31 de diciembre, de acuerdo con las características de las instalaciones puestas en marcha hasta la fecha, y no el dato real de 2004. No incluidos biogás térmico y geotermia, que en 2004 representan 28 y 8 ktep.

(2): En los objetivos de incremento para el periodo 2005-2010, las producciones corresponden a un año medio de acuerdo con las potencias y las características de las instalaciones puestas en marcha durante ese periodo. Para las energías hidráulicas y eólica, sólo la mitad de la potencia instalada en el último año (2010) se ha traducido a producción en las columnas correspondientes.

(3): Incluye producción con bombeo puro.

Tal y como queda reflejado en la tabla, la contribución global de las energías renovables en el año 2010 se sitúa, de acuerdo con los objetivos de este Plan, en el 12,1% del consumo de energía primaria.

Por áreas, destaca la importante contribución prevista de la energía eólica, que eleva hasta el entorno de los 20.000 MW el objetivo de potencia instalada en 2010[37], con una producción estimada del orden de 45.000 GWh en ese año, lo que representa casi la mitad de la generación eléctrica anual prevista con renovables para el final de la década, incluida la gran hidráulica. En términos de energía primaria, la contribución de esta área asciende a 3,9 millones de tep en 2010. La energía eólica es la que mayor crecimiento ha experimentado durante los últimos años en España, situando a nuestro país en el segundo puesto a escala mundial por potencia instalada —detrás de Alemania—, y es la que mayores expectativas de crecimiento presenta, apoyándose en el marco regulador establecido y en un potente tejido industrial.

Con respecto al Plan de Fomento, se elevan también de forma importante los objetivos de biocarburantes —desde 0,5 a 2,2 millones de tep en 2010—, solar fotovoltaica —que ahora sitúa su objetivo en contar con 400 MW instalados para el año 2010—, solar termoeléctrica y biogás.

En biocarburantes, para alcanzar la mencionada cifra al final de la década, se prevé un incremento en el periodo 2005-2010 cercano a los 2 millones de tep, de los cuales 750.000 tep corresponden a bioetanol y el resto a biodiesel. El favorable tratamiento fiscal existente para estos carburantes de origen vegetal resulta clave para alcanzar ese objetivo.

Para el desarrollo de la energía solar térmica de baja temperatura, que tiene un objetivo de incremento de 4.200.000 m^2 de colectores entre 2005 y 2010 —para alcanzar al final del periodo una superficie total instalada del orden de 4.900.000 m^2— se cuenta con la aprobación del Código Técnico de la Edificación, que se espera tenga lugar en breve plazo y resulta básica para que se produzcan los incrementos previstos, ya que obligará a una buena parte de los edificios nuevos y rehabilitados a disponer de sistemas solares para el calentamiento de agua. Los objetivos de esta área son similares a los establecidos en su día por el Plan de Fomento.

En relación con la energía solar fotovoltaica, el objetivo ahora establecido —un incremento hasta el año 2010 de 363 MW—, supone finalizar el periodo de aplicación de este Plan con una potencia instalada once veces mayor a la de finales de 2004. Las mejoras introducidas para este tipo de energía por el R.D.436 y la aprobación del Código Técnico de la Edificación, han de representar un importante impulso para la consecución de ese objetivo.

La energía solar termoeléctrica que, hasta la fecha, no cuenta con instalaciones comerciales en nuestro país, tiene como objetivo la construcción de centrales de este tipo de energía hasta el año 2010 por un total de 500 MW. La mejora de la retribución introducida con el R.D. 436 a la electricidad producida con esta fuente, así como otros aspectos relativos a los combustibles de apoyo, sugieren la posibilidad de alcanzar ese objetivo.

El biogás, que se ha desarrollado durante los pasados años muy por encima de lo previsto (aunque su contribución relativa es modesta) cuenta con un objetivo de crecimiento hasta el final de la década de 94 MW adicionales.

Por su parte, en las áreas hidráulicas se han establecido unos objetivos de incremento a lo largo del periodo del Plan de 450 MW en instalaciones minihidráulicas (con potencia hasta 10 MW) y de 360 MW para la hidráulica de potencia entre 10 y 50 MW (con objetivos diferenciados, a su vez, para las mayores y las menores de 25 MW).

[37] El Plan de Fomento preveía en 2010 una potencia eólica de alrededor de 9.000 MW y la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2002-2011 situaba la potencia eólica al final de ese periodo en 13.000 MW.

No se han establecido objetivos en el área de incineración de residuos sólidos urbanos, por la tendencia de aprovechar energéticamente los residuos a partir de su transformación en biogás.

Finalmente, en lo referente a la biomasa hay que hacer la diferenciación entre la destinada a generación de electricidad y la de usos térmicos. En la primera, el objetivo de crecimiento en el periodo 2005-2010 se sitúa en 1.695 MW, para cuyo desarrollo se cuenta, entre otros con tres elementos:

- La puesta en marcha de un programa de co-combustión, para la combustión conjunta de biomasa y carbón en diecinueve centrales existentes de este combustible fósil.

- Un sensible incremento de la retribución a la electricidad generada en instalaciones de biomasa eléctrica, que se propone.

- La ya existente Comisión Interministerial de la Biomasa, cuyo funcionamiento se espera dinamice el mercado potencial.

Y en lo que respecta a la biomasa térmica, el objetivo de incremento hasta 2010 asciende a 583 ktep, y para ello se cuenta, entre otras actuaciones, con mejorar la logística de suministro de los residuos y con una nueva línea de apoyo a la inversión a fondo perdido que se propone.

En síntesis, estos objetivos suponen, de acuerdo con los datos del Escenario Tendencial de evolución energética general en el que se integran, una contribución de las fuentes renovables del 12,1% al consumo de energía primaria en el año 2010. Hay, además, como se ha señalado en el punto anterior, otros dos objetivos indicativos para ese año, el relativo a la generación de electricidad con renovables y el de los biocarburantes.

Por lo que se refiere al objetivo indicativo de generación de electricidad con renovables, de acuerdo con la Directiva relativa a la generación de electricidad con estas fuentes (establecido para España en el 29,4% en 2010), los objetivos del Plan sitúan la producción eléctrica con estas fuentes en el 30,3%.

En relación con el consumo previsto de biocarburantes, alrededor de 2,2 millones de tep en 2010, representa algo más del 5,8% del consumo de gasolina y gasóleo previsto para el transporte en ese mismo año en el Escenario PER, cumpliendo con ello el objetivo indicativo señalado en la Directiva sobre el uso de biocarburantes (5,75% en 2010).

A continuación se presenta otra tabla en la que aparecen, para cada una de las áreas, los objetivos de crecimiento que contemplaba el Plan de Fomento de las Energías Renovables, los resultados obtenidos hasta la fecha (1999-2004) y los nuevos objetivos definidos en este Plan, en todos los casos expresados en ktep, en términos de energía primaria.

OBJETIVOS DE INCREMENTO DEL PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES 2005-2010
COMPARACIÓN CON LOS OBJETIVOS DEL ANTERIOR PLAN 2000-2010

	Plan 2000-2010 (anterior) Periodo 1999-2010	Resultados 1999 - 2004	Plan 2005-2010 (nuevo) Periodo 2005 - 2010
ÁREAS ELÉCTRICAS			
	Producción en términos de energía primaria Ktep		
Minihidráulica (≤ 10 MW)	192	64	109
Hidráulica (entre 10 y 50 MW)	60	7	59
Hidráulica (> 50 MW)	-	-	0
Eólica	1.680	1.511	2.231
Biomasa (centrales biomasa)	5.100	469	2.905
Co-combustión biomasa	-	-	1.552
Biogás	150	186	188
Solar Fotovoltaica	17	4	48
Solar Termoeléctrica	180	0	509
Residuos Sólidos Urbanos	436	134	0
TOTAL ÁREAS ELÉCTRICAS	**7.816**	**2.375**	**7.602**
ÁREAS TÉRMICAS			
Solar Térmica (Baja Temperatura)	309	25	325
Biomasa Térmica	900	69	583
Geotermia	0	4	0
TOTAL ÁREAS TÉRMICAS	**1.209**	**98**	**907**
BIOCARBURANTES (TRANSPORTE)			
Biocarburantes	500	228	1.972
TOTAL BIOCARBURANTES	**500**	**228**	**1.972**
TOTAL ENERGÍAS RENOVABLES	**9.525**	**2.701**	**10.481**

De estos datos, cabe destacar el importante incremento de objetivos en el área eólica, la reducción de los correspondientes a la biomasa térmica y el fuerte incremento de los

objetivos ahora previstos en el área de biocarburantes, así como en solar fotovoltaica, solar termoeléctrica y biogás, con relación a los que fijó el Plan de Fomento. Globalmente, el crecimiento de las fuentes renovables en el nuevo Plan asciende a 10,5 millones de tep, mientras que en el Plan de Fomento se cifraba en 9,5 millones de tep, pero en aquel caso el horizonte temporal abarcaba el periodo 1999-2010, mientras que en este Plan de Energías Renovables, comprende un horizonte de seis años (el periodo 2005-2010), justo la mitad que el anterior.

5.5.2. Inversiones asociadas

De acuerdo con el detalle del Capítulo 4, de Financiación del Plan, se presentan en este epígrafe las grandes cifras de inversión durante el periodo 2005-2010, asociadas al desarrollo de las instalaciones necesarias para alcanzar los objetivos establecidos en el Plan .

Así, se puede destacar que el volumen de inversión global estimada para alcanzar los objetivos energéticos en el período considerado asciende a 23.599 millones de euros, que requerirán de una financiación propia de 4.720 millones de euros; la financiación restante deberá ser asumida por el mercado (18.198 millones de euros) y por las ayudas públicas a la inversión (681 millones de euros):

Fuente Financiación	*Importe (miles de euros)*	*%*
Promotores	*4.719.728*	*20,0%*
Financiación ajena	*18.197.974*	*77,1%*
Ayuda pública	*680.939*	*2,9%*
TOTAL	***23.598.641***	***100%***

(miles de euros)

5.5.3. Ayudas Públicas requeridas por el Plan

Tal y como se refleja en el epígrafe anterior, el mayor peso de la financiación del Plan corresponde al mercado financiero. La financiación ajena para acometer las inversiones del período 2005 – 2010 se estima en 18.198 millones de euros, el 77,1% de dichas inversiones, por lo que resulta fundamental situar a las diferentes tecnologías en una posición de rentabilidad económica que las hagan atractivas al inversor y que, además, facilite el acceso a la financiación bancaria. Es en este marco y por los motivos anteriormente citados, en el que se sustentan los apoyos públicos, que representan un factor imprescindible para impulsar el crecimiento de los diferentes sectores renovables.

Bajo la denominación genérica de apoyos públicos se incluyen tres categorías claramente diferenciadas, la primera de ellas a la inversión y las otras dos a la explotación:

- Ayudas públicas a la inversión: Contemplan las ayudas convencionales a fondo perdido y las destinadas a mejorar las condiciones de la financiación de las inversiones. A lo largo del periodo considerado ascienden a 681 millones de euros, absorbiendo la energía solar térmica y las instalaciones de biomasa para redes de calefacción y agua caliente para uso doméstico, la mayor parte de estas ayudas; la energía solar fotovoltaica y, en menor medida, la solar termoeléctrica, son las destinatarias del resto de ayudas a la inversión.

- Incentivos fiscales a la explotación para biocarburantes: Exención del impuesto sobre hidrocarburos en el precio de venta de los biocarburantes. Esta exención representa, en el periodo 2005-2010, un total de 2.855 millones de euros, de los que algo más de la mitad corresponden a bioetanol y el resto a biodiesel.

- Primas a la generación de electricidad con fuentes renovables: Se trata del único apoyo al grueso de la electricidad a generar con energías renovables. Únicamente en dos áreas —solar fotovoltaica y solar termoeléctrica— se prevé complementar las primas con ayudas a la inversión. El importe total de las primas durante el periodo 2005-2010, para las instalaciones puestas en marcha en esos años, se eleva a 4.956 millones de euros, de los que más de la mitad corresponden a la energía eólica —no en vano de esta fuente se espera el 62% del incremento de generación eléctrica asociado al Plan para el año 2010—. Y el importe anual de las primas al final del periodo se ha estimado en 1.828 millones de euros, de los que 815 millones corresponden a la eólica —quedando su participación en este caso por debajo del 50% del total—. Cabe señalar que estas primas son las propuestas para el adecuado cumplimiento de los objetivos del Plan, pero su puesta en práctica deberá llevarse a cabo mediante la revisión del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo.

Ahora bien, es importante señalar que mientras que los dos primeros tipos (ayudas públicas a la inversión e incentivos fiscales a la explotación para biocarburantes) pueden considerarse como ayudas públicas en sentido estricto, y suponen un desembolso o un menor ingreso por parte de la Administración, las primas a la generación de electricidad son, obviamente, fruto de una decisión pública en virtud de la capacidad normativa de la Administración General del Estado, pero los costes de tal medida recaen sobre los consumidores de electricidad a través de la tarifa eléctrica.

Entre las diferentes modalidades de ayudas públicas reseñadas cabe hacer mención, por la evolución e implantación alcanzada desde el primer año de vigencia del Plan de Fomento de las Energías Renovables, de la Línea de financiación ICO-IDAE, cuya peculiaridad radica en combinar diferentes incentivos públicos en un único instrumento de claro perfil financiero, a través del cual se movilizan y ponen a disposición del mercado fondos públicos, tanto para financiar operaciones como para dotarlas de incentivos directos que redundan en un menor coste financiero para el inversor.

5.6. Efectos positivos del Plan

La forma y cantidad en que se satisfacen las necesidades energéticas presentan importantes implicaciones en el orden social, económico y medioambiental. A la vez que la energía es un elemento clave en el desarrollo económico y social, su transformación y consumo dan lugar a una importante agresión al medio ambiente y constituyen la principal injerencia humana en el sistema climático, además de un consumo acelerado de recursos limitados.

En lo económico, la acusada dependencia energética exterior de nuestro país —cercana al 80% durante los últimos años—, muy superior a la de la Unión Europea y la mayor parte de los países occidentales, constituye una deficiencia estructural, es fuente de elevados déficit comerciales y un factor latente de inestabilidad.

Por ello, la mejora de la eficiencia energética y un crecimiento sustancial de las fuentes de energía renovables, son elementos de estrategia económica, social y medioambiental, que dan lugar a importantes impactos positivos.

En este apartado, se presentan los efectos positivos producidos por el Plan de Energías Renovables 2005-2010 en tres órdenes: diversificación energética, medio ambiente —se evalúa únicamente el CO2 evitado durante la fase de consumo y producción de electricidad con renovables— y beneficios socioeconómicos.

5.6.1.- Diversificación energética

Para un país como el nuestro, con tan elevada dependencia energética, la diversificación de las fuentes de energía y la limitación, en lo posible, de la dependencia energética exterior, son elementos que aportan estabilidad a la economía nacional y contribuyen a reducir los importantes déficit comerciales que presenta nuestra balanza de pagos.

La tabla siguiente recoge, de forma sintética y en términos de energía primaria, el crecimiento previsto de las energías renovables entre 2005 y 2010, de acuerdo con los objetivos del Plan. Globalmente, los objetivos suponen aumentar la contribución de las energías renovables al final del periodo en cerca de 10,5 millones anuales de tep, de los que 7,6 millones corresponden a generación de electricidad.

Se trata de un importante crecimiento absoluto de estas energías, que implica aumentar en más de cinco puntos porcentuales la actual contribución de las energías renovables al balance energético nacional, a la vez que ese objetivo de crecimiento en el periodo 2005-2010 es, en términos absolutos, superior al desarrollo global experimentado por las energías renovables hasta la fecha —incluyendo la gran hidráulica y los usos tradicionales de la biomasa—.

OBJETIVOS DE INCREMENTO DEL PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES 2005-2010

Producción en términos de energía primaria en el año 2010 (ktep)

ÁREAS ELÉCTRICAS	
Minihidráulica (≤ 10 MW)	109
Hidráulica (entre 10 y 50 MW)	59
Eólica	2.231
Centrales de biomasa	2.905
Co-combustión	1.552
Biogás	188
Solar Fotovoltaica	48
Solar Termoeléctrica	509
TOTAL ÁREAS ELÉCTRICAS	**7.602**
ÁREAS TÉRMICAS	
Solar Térmica (Baja Temperatura)	325
Biomasa Térmica	583
TOTAL ÁREAS TÉRMICAS	**907**
BIOCARBURANTES (TRANSPORTE)	
Biocarburantes	1.972
TOTAL BIOCARBURANTES	**1.972**
TOTAL ENERGÍAS RENOVABLES	**10.481**

A la hora de evaluar los beneficios del aumento de una producción autóctona, como lo es la de las energías renovables, junto a otras consideraciones, conviene hacer referencia al peso que tienen sobre nuestra economía las importaciones energéticas. En este sentido, cabe señalar que, de acuerdo con las estadísticas de aduanas, el saldo energético exterior —exportaciones menos importaciones— de nuestro país, entre 2000 y 2003, ha sido deficitario por valor de unos 15.000 millones de euros anuales y, en el año 2004, el saldo negativo ha ascendido a más de 17.500 millones de euros, cifra que representa el 29% del saldo comercial negativo del conjunto de la economía nacional durante el pasado año, y equivale, con signo contrario, al 2,2% de nuestro Producto Interior Bruto.

La diversificación energética a que da lugar este Plan supone una importante reducción de las importaciones futuras de energía. Puede estimarse que, en el año 2010, si no se produjera el desarrollo de las fuentes renovables aquí previsto y esas necesidades energéticas fueran cubiertas con importaciones de petróleo, a un precio de 50$ por barril —para un tipo de cambio de un dólar igual a un euro—, el coste de esas importaciones ascendería a más de 3.500 millones de euros anuales.

5.6.2.- Medioambientales

La creciente preocupación por las consecuencias ambientales, sociales y económicas del cambio climático, su reflejo en los compromisos derivados del protocolo de Kyoto, y el hecho de que la producción y el consumo de energía sean los principales responsables de las emisiones de gases de efecto invernadero, sitúan al sector energético como clave para alcanzar los objetivos.

La utilización de energías renovables presenta múltiples ventajas de tipo medioambiental frente al uso de otras fuentes —combustibles fósiles y energía nuclear—.

Si bien los beneficios medioambientales de la utilización de energías renovables afectan a un buen número de contaminantes, en este epígrafe se evalúa únicamente la contribución de este Plan a la limitación de emisiones de CO2, principal gas de efecto invernadero[38].

De acuerdo con los objetivos de crecimiento de las distintas áreas renovables definidos en este Plan, se ha efectuado una doble evaluación de las emisiones de CO2 evitadas por el mismo. La primera se refiere a las emisiones evitadas en al año 2010 por el crecimiento previsto de las energías renovables entre 2005 y 2010. Y la segunda, es la suma del total de emisiones evitadas desde 2005 a 2010 por el crecimiento de las energías renovables en ese periodo. En ambos casos, se ha hecho la evaluación económica de esas emisiones evitadas, considerando un precio de 20 € por tonelada de CO2.

La tabla siguiente contiene la estimación de las emisiones de CO2 evitadas en 2010 por el crecimiento previsto de las energías renovables entre 2005 y 2010, así como su evaluación económica. En el caso de la generación eléctrica, la comparación se hace con respecto a las emisiones asociadas a una moderna central de ciclo combinado a gas natural, con un rendimiento del 54%, salvo en el caso de la co-combustión (combustión conjunta de biomasa y carbón en centrales de este combustible fósil) en el que se comparan con las emisiones correspondientes a una central convencional de carbón.

[38] El CO2 de origen energético representa alrededor de tres cuartas partes del total de gases contemplados en el Protocolo de Kyoto.

ESTIMACIÓN DE EMISIONES DE CO_2 EVITADAS EN EL AÑO 2010 POR EL PLAN

Emisiones evitadas en el 2010 por el incremento de fuentes renovables entre 2005 y 2010

Escenario PER

	Emisiones de CO_2 evitadas (frente a CC a GN en generación eléctrica) (t CO_2/año) (1)
Generación de electricidad	
Hidráulica (> 50 MW)	-
Hidráulica (Entre 10 y 50 MW)	255.490
Hidráulica (< 10 MW)	472.812
Biomasa	7.364.191
Centrales de biomasa	2.524.643
Co-combustión (1)	4.839.548
Eólica	9.649.680
Solar fotovoltaica	205.654
Biogás	220.298
Solar termoeléctrica	482.856
TOTAL ÁREAS ELÉCTRICAS	**18.650.981**
Usos témicos	
Biomasa	1.788.326
Solar térmica de baja temperatura	996.710
TOTAL ÁREAS TÉRMICAS	**2.785.036**
Biocarburantes (Transporte)	
TOTAL BIOCARBURANTES	**5.905.270**
Total CO_2 evitado en el año 2010 (toneladas/año)	**27.341.287**

Valoración económica del CO_2 evitado (millones de euros/año) (2)	**547**

(1): En el caso de co-combustión, emisiones evitadas frente a carbón en generación eléctrica

(2): Valoración económica del CO2 evitado por el Plan en el año 2010, no del acumulado hasta entonces, para un precio de la tonelada de CO2 de 20 €.

De acuerdo con la hipótesis conservadora utilizada para el cálculo de las emisiones evitadas en generación eléctrica, es decir, frente a las de una moderna central de ciclos combinados a gas natural, se alcanza un volumen de emisiones evitadas por el Plan en el año 2010 de 27,3 millones de toneladas de CO_2 anuales.

En cuanto a la valoración económica de estas emisiones evitadas, considerando un precio de la tonelada de CO2 de 20 euros asciende, en 2010, a 547 millones de euros.

De igual forma, la tabla siguiente presenta la evaluación de las emisiones totales de CO2 evitadas por el Plan hasta el año 2010, es decir, las emisiones acumuladas, entre 2005 y 2010, evitadas por el incremento de las fuentes renovables previsto en el Plan.

EMISIONES TOTALES DE CO_2 EVITADAS POR EL PLAN HASTA 2010 *Total acumulado entre 2005 y 2010 por el incremento de fuentes renovables previsto en el Plan* **Escenario PER**	Emisiones de CO_2 evitadas (frente a CC a GN en generación eléctrica) (t CO_2/año) (1)
Generación de electricidad	
Hidráulica (> 50 MW)	-
Hidráulica (Entre 10 y 50 MW)	827.254
Hidráulica (< 10 MW)	1.504.926
Biomasa	17.348.380
Centrales de biomasa	5.638.283
Co-combustión (1)	11.710.097
Eólica	31.398.660
Solar fotovoltaica	505.885
Biogás	595.274
Solar termoeléctrica	1.071.940
TOTAL ÁREAS ELÉCTRICAS	**53.252.319**
Usos térmicos	
Biomasa	5.272.790
Aplicación térmica doméstica	1.963.955
Aplicación térmica industrial	3.308.835
Solar térmica de baja temperatura	2.485.131
TOTAL ÁREAS TÉRMICAS	**7.757.922**
Biocarburantes (Transporte)	
Bioetanol	5.529.443
Biodiesel	10.443.570
TOTAL BIOCARBURANTES	**15.973.013**
Total CO_2 evitado en el periodo 2005-2010 (toneladas)	**76.983.254**

Valoración económica del CO_2 evitado (millones de euros) (2)	**1.540**

(1): En el caso de co-combustión, emisiones evitadas frente a carbón en generación eléctrica

(2): Valoración económica del CO_2 acumulado evitado por el Plan en el periodo 2005-2010, para un precio de la tonelada de CO2 de 20 €.

Como se puede observar en la tabla, las emisiones evitadas por el Plan hasta el año 2010 ascienden a 77 millones de toneladas de CO2, bajo la hipótesis, como en el caso anterior, en la parte de generación eléctrica, de comparación con una central de ciclos combinados a gas natural, salvo en lo que respecta a la co-combustión.

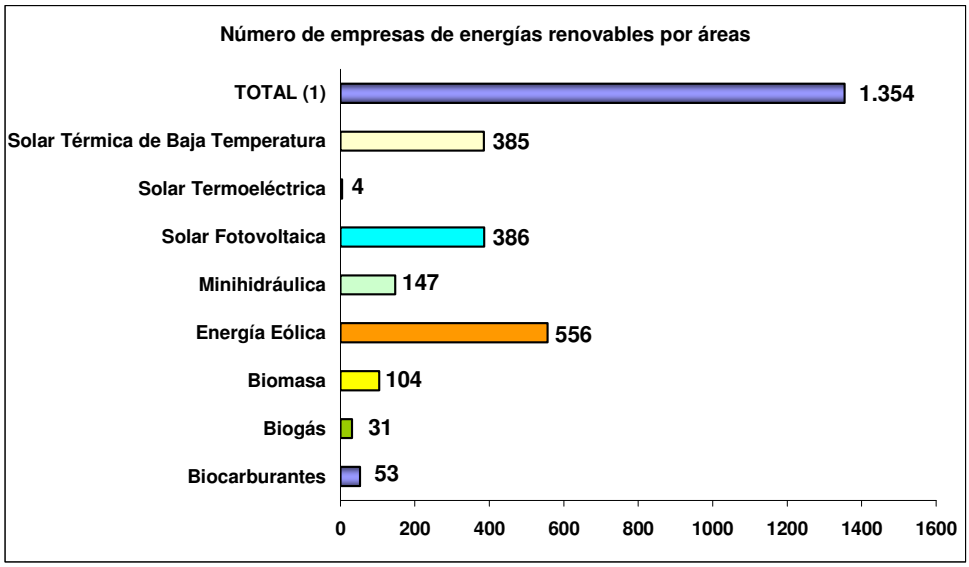
En cuanto a la valoración económica de estas emisiones evitadas considerando, como en la tabla anterior, un precio de la tonelada de CO2 de 20 euros asciende, hasta 2010, a 1.540 millones de euros.

5.6.3.- Socioeconómicos

La puesta en marcha de un Plan de Energías Renovables como éste da lugar a beneficios socioeconómicos de diferente tipo —además de los ya mencionados en el apartado de diversificación energética, de contribuir a aportar estabilidad a nuestra economía y a reducir

el déficit comercial—, entre los que cabe destacar la mejora y modernización del tejido industrial, la generación de empleo y la contribución al desarrollo regional.

Por lo que se refiere al tejido industrial y, en un sentido más amplio, al conjunto de actividades económicas vinculadas con el desarrollo de las energías renovables, en España existe un buen número de empresas, con cifras de negocio significativas, especialmente en algunas áreas. De acuerdo con la base de datos del IDAE sobre empresas de energías renovables, actualmente se tienen registradas más de 1.300 empresas que desenvuelven su actividad en diferentes actividades relacionadas con el sector. El gráfico siguiente recoge la distribución por áreas de esas empresas.



(1): El número total de empresas es inferior a la suma por áreas, pues hay empresas que figuran en más de un área

Como se puede observar, las áreas que cuentan con un mayor número de empresas son la energía eólica, la solar fotovoltaica y la solar térmica de baja temperatura. Hay que señalar que, como es lógico, una misma empresa puede desarrollar su actividad en dos o más áreas y, en ese caso, aparece contabilizada en cada una de ellas, motivo por el cual la suma por áreas es superior al total de empresas registradas del sector.

El crecimiento previsto en el Plan de estas fuentes de energía supondrá, sin duda, un incremento importante de la actividad empresarial relacionada con ellas.

En relación con el mercado laboral, se ha hecho una evaluación del empleo neto generado en cada una de las áreas durante el periodo 2005-2010, como consecuencia de la puesta en marcha y aplicación del Plan. La dificultad de estimar esta variable, especialmente a futuro, aconseja tomar estos datos con prudencia.

Durante los últimos años, se han llevado a cabo en Europa diferentes estimaciones sobre el potencial de creación de empleo de las energías renovables, que varían en función de la tecnología analizada y la metodología utilizada.

En general, parece aceptado que el desarrollo de las energías renovables contribuye de forma efectiva a la generación de empleo. Además, la dispersión de estas fuentes redunda en una distribución más equitativa de los empleos generados afectando, en la mayor parte de las ocasiones, a zonas geográficas con escasez de oportunidades laborales.

No obstante, no resulta fácil prever con fiabilidad valores netos de generación de empleo en relación con las inversiones futuras en energías renovables. La evaluación llevada a cabo con motivo de este Plan, se sitúa alrededor de los cien mil empleos netos generados durante el periodo 2005-2010.

SEGUIMIENTO Y CONTROL DEL PLAN

CAPÍTULO 6

PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA 2005-2010

6. SEGUIMIENTO Y CONTROL DEL PLAN

Si el seguimiento y control es una necesidad para la buena marcha de cualquier plan de cierta entidad, éstos se convierten en una obligación cuando, como en el caso del presente Plan de Energías Renovables, se promueve desde la Administración y en él se establecen importantes objetivos de la política energética de nuestro país, en sintonía con los objetivos de la política energética comunitaria y con los compromisos medioambientales adquiridos a nivel internacional.

El seguimiento periódico es una necesidad y uno de los principales elementos del Plan de Energías Renovables, ya que representa una garantía de calidad y control, y de eficacia para el adecuado desarrollo del Plan que conduzca a la consecución de sus objetivos. El control sistemático es una apuesta de responsabilidad y de compromiso con la marcha del Plan y, como tal, uno de sus principales avales operativos.

El análisis periódico de la evolución de las diferentes áreas, los medios utilizados para su desarrollo, los objetivos conseguidos y las desviaciones producidas, han de constituir una guía esencial para el logro de la máxima eficacia en la asignación de recursos y en la orientación de las actuaciones normativas. El sistema, por tanto, debe permitir el análisis de las causas que estén incidiendo en las posibles desviaciones y la identificación de las medidas correctoras para la consecución de los objetivos del Plan.

6.1. Antecedentes

El Plan de Fomento de las Energías Renovables en España para el periodo 2000-2010, aprobado por el Gobierno en diciembre de 1999, ya preveía un sistema de seguimiento y control del Plan para responder a estos requerimientos, y contemplaba para ello una serie de elementos entre los que cabe destacar la creación de la Oficina del Plan de Fomento, constituida por el IDAE, a la que se encomendaba, entre sus funciones, la elaboración y elevación a la entonces Secretaría de Estado de Industria y Energía, de una Memoria anual, dentro del primer semestre de cada año conteniendo, al menos, los siguientes extremos:

- Evolución del Plan en el ejercicio anterior.

- Revisión de todas las actuaciones necesarias y soluciones técnicas aplicables durante el horizonte temporal del Plan, comprendiendo el estudio económico-financiero actualizado del coste de dichas actuaciones.

De acuerdo con esa previsión, el IDAE ha elaborado hasta la fecha cuatro memorias de seguimiento del Plan de Fomento, correspondientes a los años 2000, 2001, 2002 y 2003, así como el Balance del Plan de Fomento durante el periodo 1999-2004 que han ido analizando la evolución seguida por las distintas áreas renovables y formulando propuestas para corregir las desviaciones con respecto a los objetivos establecidos. En virtud de los análisis contenidos en esas memorias, y en especial en el Balance 1999-2004, se procede a revisar los objetivos del anterior Plan de Fomento y a la elaboración del nuevo Plan que aquí se presenta.

Para el adecuado seguimiento del Plan de Fomento fue desarrollada una base de datos de energías renovables (BDFER) en la que, coordinada por el IDAE, participan todas las Comunidades Autónomas y se encuentra plenamente operativa.

6.2. Metodología para el seguimiento y control del Plan de Energías Renovables en España 2005-2010

El principal objetivo del seguimiento del Plan es la evaluación sistemática y periódica del desarrollo de las diferentes áreas renovables, de acuerdo con los objetivos establecidos, así como el análisis de las barreras que persistan y la formulación de propuestas que permitan superarlas. Se trata de evaluar, por un lado, el grado de avance en el cumplimiento de los objetivos, desde un punto de vista cuantitativo y, por otro, de analizar la evolución cualitativa de cada una de las áreas, con la consideración de aspectos energéticos, medioambientales, tecnológicos, industriales, socioeconómicos, y de aquellos otros que, con una perspectiva de medio o largo plazo, puedan impulsar o dificultar el cumplimiento de los objetivos, tanto específicos como generales de este Plan.

Los aspectos tecnológicos considerarán la introducción o definición de mejoras, tanto con tecnologías nuevas como con otras ya conocidas y que por diferentes motivos no hayan sido suficientemente desarrolladas.

En cuanto a las fuentes de información a utilizar, son muy diversas y provendrán de las distintas Administraciones, de datos suministrados por fabricantes de bienes de equipo, asociaciones de empresas, etc. Especial relevancia merece la información proveniente de las Comunidades Autónomas, la Comisión Nacional de Energía, el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, el Ministerio de Economía y Hacienda, Ministerio de Agricultura Pesca y Alimentación y Ministerio de Medio Ambiente, así como la del IDAE.

El Plan de Energías Renovables en España 2005-2010 dispone de una Oficina del Plan, constituida por el IDAE, cuyo Presidente es el Secretario General de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Entre las funciones principales de esta Oficina se encuentran:

- Realizar el seguimiento.
- Proponer iniciativas de carácter específico o general para llevar a cabo las acciones previstas.
- Informar a los agentes participantes y constituir un centro de comunicación con los mismos.
- Comunicar y difundir adecuadamente los avances del Plan.
- Elaborar y elevar a la Secretaría General de Energía una Memoria, dentro del primer semestre de cada año, que contenga, al menos, los siguientes extremos:

    - Evolución del Plan en el ejercicio anterior.
    - Revisión y propuesta de todas las actuaciones necesarias y soluciones técnicas aplicables durante el horizonte temporal del Plan, para el cumplimiento de sus objetivos.

Para el adecuado seguimiento del Plan y la elaboración de la Memoria se prevé la celebración de dos reuniones anuales (primer y último trimestre) del grupo de trabajo de energías renovables en el que participarán: la Secretaría General de Energía, el IDAE y otros Departamentos Ministeriales que están implicados en el PER 2005-2010, así como las Comunidades Autónomas.

Estas reuniones anuales del grupo de trabajo se consideran necesarias, para poder efectuar con rigor el proceso de elaboración de la información sobre las fuentes renovables, y el seguimiento del Plan, desde un punto de vista tanto sectorial como territorial.

ANEXO

PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA 2005-2010

Unidades y factores de conversión

ANEXO I

PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA 2005-2010

UNIDADES

Prefijos decimales

Prefijo	Factor de multiplicación	Símbolo
Peta	10^{+15}	P
Tera	10^{+12}	T
Giga	10^{+9}	G
Mega	10^{+6}	M
Kilo	10^{+3}	k

Relación entre unidades de potencia

Unidades	Btu/h (1)	J/s	kcal/h	MW
Btu/h (1)	1	0,293	0,252	$2,929*10^{-07}$
J/s	3,414	1	0,860	$1*10^{-06}$
kcal/h	3,968	1,162	1	$1,162*10^{-06}$
MW	$3,414*10^{+06}$	$1*10^{+06}$	$8,60*10^{+05}$	1

Notas:

(1):British Thermal Unit

Relación entre unidades de energía

Unidades	TJ	kcal	tep	termias	MWh
TJ	1	$2,389*10^{+08}$	23,885	$2,390*10^{+05}$	277,778
kcal	$4,186*10^{-09}$	1	1*10-07	$1*10^{-03}$	$1,163*10^{-06}$
tep	$4,187*10^{-02}$	$1*10^{+07}$	1	10.000	11,628
termias	$4,184*10^{-06}$	1.000	$1,000*10^{-04}$	1	$1,162*10^{-03}$
MWh	$3,600*10^{-03}$	$8,600*10^{+05}$	0,086	$8,604*10^{+02}$	1

Relación de unidades monetarias

Unidad	Símbolo
Euro	€
Céntimos de Euro	Cent€
European Currency Unit	ECU
Dólar	$
Euro Constante del año XX	$€_{XX}$
European Currency Unit Constante del año XX	ECU_{XX}
Dólar Constante del año XX	$\$_{XX}$

Otras unidades utilizadas

Magnitud	Unidad	Símbolo
Longitud	Metro	m
Superficie	Metro cuadrado(1)	m^2
	Hectárea(2)	ha
Volumen	Litro	l
Peso	Tonelada	t
Tiempo	Hora	h
Caudal	Metros cúbicos por segundo	m^3/s
Temperatura	Grado centígrado	ºC
Potencia Eléctrica	Megavatio eléctrico	MWe
Potencia Térmica	Megavatio térmico	MWt
Potencia Fotovoltaica	Vatio Pico	Wp
Poder Calorífico	kcal por kg	kcal/kg

Notas:

(1): 1 m^2 equivale a 10^{-4} hectáreas.

(2): 1 ha equivale a $10.000^{-}m^2$.

FACTORES DE CONVERSIÓN ENERGÉTICOS

Factores de Conversión para Electricidad

Fuente Energética	Unidad	Factor de Conversión	
		Energía Final	Energía Primaria
Electricidad	tep/MWh	0,086	–
Hidráulica	tep/MWh	0,086	0,0860
Eólica	tep/MWh	0,086	0,0860
Fotovoltaica	tep/MWh	0,086	0,0860
Biomasa Eléctrica	tep/MWh	0,086	0,3982
Co-combustión	tep/MWh	0,086	0,2867
Biogás	tep/MWh	0,086	0,3176
Solar Termoeléctrica	tep/MWh	0,086	0,3922

Factores de Conversión para Combustibles

Fuente Energética	Unidad	Factor de Conversión
Residuos Forestales	kcal/kg	3.000
Residuos Agrícolas Leñosos	kcal/kg	3.000
Residuos Agrícolas Herbáceos	kcal/kg	3.000
Residuos de Industrias Forestales	kcal/kg	3.500
Residuos de Industrias Agrícolas	kcal/kg	3.000
Cultivos Energéticos	kcal/kg	3.000

Factor de Conversión en Energía Primaria para Colectores Solares Térmicos de Baja Temperatura

Solar Térmica Baja Temperatura	tep/m^2	0,0773

FACTORES DE EMISIÓN DE CO_2

Factores de Emisión para Usos Térmicos

Fuente Energética	Conversión TJ/ktep	Factor de Emisión de Carbono (t C/TJ)	Fracción oxidada	Emisiones CO_2/ Emisiones de Carbono (t CO_2/t C)	Factor de Emisión (kt CO_2/ktep)
Hulla+antracita nacional	41,868	26,8	0,980	3,667	4,032
Carbón importado	41,868	26,8	0,980	3,667	4,032
Lignito negro	41,868	26,2	0,960	3,667	3,861
Lignito pardo	41,868	27,6	0,940	3,667	3,983
Gas siderúrgico	41,868	20	0,995	3,667	3,055
GLP	41,868	17,2	0,990	3,667	2,614
Coque de petróleo	41,868	27,5	0,980	3,667	4,137
Gasolina	41,868	18,9	0,990	3,667	2,872
Gasóleo A y B	41,868	20,2	0,990	3,667	3,070
Gasóleo C	41,868	20,2	0,990	3,667	3,070
Queroseno	41,868	19,5	0,990	3,667	2,964
Fueloil	41,868	21,1	0,990	3,667	3,207
Gas de refinería	41,868	18,2	0,990	3,667	2,766
Gas Natural	41,868	15,3	0,995	3,667	2,337
Biomasa	—	—	—	—	Neutro
Biocarburantes	—	—	—	—	Neutro
Solar Térmica Baja Temperatura	—	—	—	—	0

Factores de Emisión para Generación Eléctrica

Tipo de Instalación	Factor de Emisión (tCO_2/GWh)
Térmica de Carbón (Rendimiento 36,1%)	961
Ciclo Combinado de Gas Natural (Rendimiento 54%)	372
Hidráulica	0
Eólica	0
Biomasa	Neutro
Biogás	Neutro
Solar Fotovoltaica	0
Solar Termoeléctrica	0
Residuos Sólidos Urbanos (Rendimiento 24,88%)	243