

PLAN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA

Diciembre 1999



MINISTERIO
DE CIENCIA
Y TECNOLOGÍA



Instituto para la
Diversificación y
Ahorro de la Energía

PLAN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA

El Consejo de Ministros, en su reunión del día 30 de diciembre de 1999, tomó el Acuerdo por el que se aprueba el Plan de Fomento de las Energías Renovables para el periodo 2000-2010.

IDAE
Pº de la Castellana, 95 – planta 21
ES-28046-MADRID

ÍNDICE

CAPÍTULO 1: Imperativos para el Desarrollo de las Energías Renovables

CAPÍTULO 2: Contexto Energético y Perspectivas en el Horizonte del Plan

CAPÍTULO 3: Las Energías Renovables. Situación Actual y Objetivos del Plan

CAPÍTULO 4: Información Especializada sobre cada una de las Áreas

 4.1. Área Eólica

 4.2. Área Hidroeléctrica

 4.3. Área Solar Térmica

 4.4. Área Solar Termoeléctrica

 4.5. Área Solar Fotovoltaica

 4.6. Área Biomasa

 4.7. Área Biogás

 4.8. Área Biocarburantes

 4.9. Área Valorización Energética de Residuos Sólidos Urbanos

CAPÍTULO 5: Innovación Tecnológica

CAPÍTULO 6: Financiación

Anexo A: Análisis Económico de Proyectos Tipo, por

 Tecnologías.

Anexo B: Análisis Indicativo del Origen Presupuestario de los

 fondos públicos aplicables al Plan de Fomento

CAPÍTULO 7: Medidas e Incentivos

CAPÍTULO 8: Análisis del Mercado Exterior de las EE.RR.

CAPÍTULO 9: Seguimiento y Control del Plan

ANEXO I: Unidades y Factores de Conversión

ANEXO II: Listado de Acrónimos

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla I.1.	Valor de las primas y retribución total para diversas fuentes de energía en régimen especial	7
Tabla I.2.	Emisiones de ciclo de vida de las tecnologías de producción eléctrica con renovables	9
Tabla I.3.	Emisiones de ciclo de vida de las tecnologías de producción eléctrica en España	9
Tabla I.4.	Creación de empleo estimado a cuatro instalaciones tipo en España	22
Tabla I.5.	Creación de empleo neta en la Unión Europea - 15 y España sobre 1995	22
Tabla II.1.	Evolución pasada y escenarios de población y producto interior bruto	30
Tabla II.2.	Consumo final por sectores: escenario tendencial /plan	32
Tabla II.3.	Consumo final por sectores: escenario ahorro base/plan	33
Tabla II.4.	Consumo final de energías renovables: Situación actual y previsión del Plan al 2010	34
Tabla II.5.	Sectores transformadores. Escenario Tendencial /Plan Consumos y pérdidas en transformación, transporte y distribución de energía	36
Tabla II.6.	Sectores transformadores. Escenario Ahorro Base/Plan Consumos y pérdidas en transformación, transporte y distribución de energía	36
Tabla II.7.	Generación de electricidad y energías renovables: Situación actual y prevista Escenario Tendencial	36
Tabla II.8.	Generación de electricidad y energías renovables: Situación actual y prevista Escenario Base	37
Tabla II.9.	Generación bruta de electricidad con energías renovables. Desglose por áreas Situación actual y previsiones del Plan al 2010	37
Tabla III.1.	Consumo de energía primaria en España en el año 1998	42
Tabla III.2.	Producción eléctrica y térmica con energías renovables en España, año 1998	43
Tabla III.3.	Situación por Comunidades Autónomas en 1998. Energía primaria (tep)	45
Tabla III.4.	Producción eléctrica y térmica con energías renovables en las Comunidades Autónomas – (1998)	45
Tabla III.5.	Planes de Energías Renovables en las CC.AA.	54
Tabla III.6.	Previsiones de desarrollo de las energías renovables aportado por las CC.AA. Comisión Consultiva de Ahorro y Eficiencia Energética	55
Tabla III.7.	Potencial Adicional de Recursos de Energías Renovables en España	56
Tabla III.8.	Situación actual y objetivos del Plan de Fomento de las Energías Renovables para el año 2010	61
Tabla III.9.	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 1999 y 2010	64
Tabla IV.1.1.	Potencial eólico neto por Comunidades Autónomas (MW)	76
Tabla IV.1.2.	Objetivos eólicos de potencia por Comunidades Autónomas	77

Tabla IV.2.1.	Parámetros básicos de dos centrales hidroeléctricas tipo	83
Tabla IV.2.2.	Potencial hidroeléctrico en España (GWh/año)	86
Tabla IV.2.3.	Potencial hidroeléctrico pendiente de desarrollo	86
Tabla IV.2.4.	Distribución por Comunidades Autónomas de los aprovechamientos hidráulicos en ejecución y en proyecto (<10MW)	86
Tabla IV.2.5.	Distribución por CC.AA. de los aprovechamientos hidráulicos en ejecución y en proyecto (>10MW)	87
Tabla IV.2.6	Número y potencia instalada en aprovechamientos hidroeléctricos de Potencia >10 MW	87
Tabla IV.2.7	Objetivos del Plan	87
Tabla IV.2.8	Objetivos del Plan por Comunidades Autónomas (1999-2010)	88
Tabla IV.3.1	Resumen de la tipología de las instalaciones de solar térmica	95
Tabla IV.3.2	Previsiones al año 2010. Reparto por Comunidades Autónomas	100
Tabla IV.4.1	Características de sistemas termo-eléctricos	105
Tabla IV.4.2	Situación actual de las tecnologías de concentración solar y Previsión de costes	107
Tabla IV.4.3	Objetivo Área Solar Termo-Eléctrica por CC.AA. (Potencia en MW)	109
Tabla IV.5.1	Resumen de la tipología de las instalaciones solar fotovoltaicas	114
Tabla IV.5.2	Objetivos de Potencia Instalada (MWp) al año 2010	118
Tabla IV.6.1	Desglose de ayudas públicas en el horizonte del año 2006: Residuos Forestales	122
Tabla IV.6.2	Desglose de ayudas públicas en el horizonte del año 2006: Residuos agrícolas leñosos	123
Tabla IV.6.3	Desglose de ayudas públicas en el horizonte del año 2006: Residuos agrícolas herbáceos	125
Tabla IV.6.4	Márgenes correspondientes a cereal y a cultivos energéticos para distintos valores de retribución de la biomasa (incluyendo la subvención agrícola)	128
Tabla IV.6.5	Desglose de ayudas públicas en el horizonte del año 2006: Cultivos energéticos	130
Tabla IV.6.6	Parámetros económicos globales que caracterizan una instalación industrial de biomasa	132
Tabla IV.6.7	Parámetros económicos generales que caracterizan una instalación de calefacción centralizada	132
Tabla IV.6.8	Tipología de ayudas públicas para aplicaciones térmicas en el horizonte del año 2006	134
Tabla IV.6.9	Parámetros económicos generales que caracterizan una instalación de generación eléctrica con biomasa	135
Tabla IV.6.10	Tipología de ayudas públicas para aplicaciones eléctricas en el horizonte del año 2006	136
Tabla IV.6.11	Previsiones energéticas 1999-2010 por origen y aplicación de la biomasa	137

Tabla IV.6.12	Distribución por Comunidades Autónomas de los objetivos energéticos 1999-2010 (tep) correspondientes al aprovechamiento energético de la biomasa (incrementos en el periodo 1999-2010)	138
Tabla IV.6.13	Previsiones energéticas 1999-2006 por origen y aplicación de la biomasa	138
Tabla IV.6.14	Inversiones previstas 1999-2006 por origen y aplicación de la biomasa	139
Tabla IV.6.15	Estimación de ayudas económicas. Valores Unitarios	140
Tabla IV.6.16	Estimación de ayudas económicas. Importes al 2006 (Mpta)	140
Tabla IV.7.1	Parámetros básicos de una instalación de biogás para generación eléctrica	145
Tabla IV.7.2	Previsión de cumplimiento de los objetivos energéticos para biogás en el Período 1999-2010 por Comunidades Autónomas	148
Tabla IV.8.1	Parámetros básicos en la producción de etanol para fines energéticos	153
Tabla IV.8.2	Previsión de cumplimiento de los objetivos energéticos para biocarburantes en el periodo 1999-2010 por Comunidades Autónomas	156
Tabla IV.9.1	Producción de residuos domésticos en España (año 1996)	163
Tabla IV.9.2	Situación de tratamiento de residuos (año 1996)	163
Tabla IV.9.3	Objetivos de valorización energética de R.S.U.	164
Tabla VI.1.	Análisis Financiero del Plan	183
Tabla VI.2.	Reparto de financiación ajena por tecnologías (año 2006)	186
Tabla VI.3.	Origen de la financiación de inversiones en equipos productivos (años 2006)	187
Tabla VI.4.	Necesidades de ayudas públicas en función del grado de desarrollo por áreas técnicas	188
Tabla VI.5.	Necesidades de subvención por líneas de ayuda (año 2006)	188
Tabla VI.6.	Origen y Aplicación de Fondos Públicos del Plan de Fomento	197
Tabla VI.7.	Esquema de Financiación del Plan de Fomento de las Energías Renovables	199
Tabla VI.8.	Programas en el Ámbito del Desarrollo Tecnológico	222
Tabla VI.9.	Programas en el Ámbito de la Formación	223
Tabla VI.10.	Programa de acción del Plan en el ámbito de las Explotaciones Agrícolas-Forestales	225
Tabla VI.11.	Programa de Acción del Plan en el Ámbito del Desarrollo Regional	226
Tabla VI.12.	Programa de Acción del Plan en el Ámbito Medioambiental	228
Tabla VI.13.	Origen y Aplicaciones de Fondos Públicos del Plan de Fomento (Mpta) Cofinanciación Administración General del Estado	230
Tabla VI.14.	Distribución Anual de Subvenciones por Origen de Fondos en el Plan de Fomento de Energías Renovables (Periodo 1999-20006)	231
Tabla VI.15.	Distribución Anual de Líneas con origen en los PGE, para Cofinanciar la Parte Nacional del Plan de fomento de las Energías Renovables	232
Tabla VII.1.	Síntesis de medidas e incentivos	234

Tabla VIII.1.	Volumen de inversiones mundiales en energías renovables 1995	242
Tabla VIII.2.	Inversiones proyectadas en Electricidad (1995-2010)	243
Tabla VIII.3.	Previsión de la demanda eléctrica mundial al 2010 (TWh)	243
Tabla VIII.4.	Previsión para plantas de Energía Solar Térmica (2010-2015)	245
Tabla VIII.5.	Objetivo en el año 2010	246
Tabla VIII.6.	Mercado de Energía Eólica para el Periodo 2001-2005	247
Tabla VIII.7.	Producción y Destino de la Fabricación Española de Módulos Fotovoltaicos (1998)	250
Tabla VIII.8.	Fases del Programa de Apoyo Integral a la Exportación	255

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico I.1.	Consumo de Energía Primaria en España y origen del abastecimiento	2
Gráfico I.2.	Distribución de los consumos de energía primaria en 1998 Estructura de generación eléctrica en 1998	2
Gráfico I.3.	Evolución reciente de la producción de electricidad con energías renovables	3
Gráfico I.4.	Comparación de costes externos sobre la salud de diferentes tecnologías de producción con recursos convencionales para el caso de España	11
Gráfico I.5.	Comparación de costes externos sobre la salud de diferentes tecnologías de producción con recursos renovables para el caso de España	11
Gráfico I.6.	Estructura de las empresas del sector de energías Renovables por número de empleados	19
Gráfico I.7.	Estructura del sector por áreas tecnológicas	19
Gráfico I.8.	Estructura del sector por tipo de actividad	20
Gráfico II.1.	Precios internacionales del petróleo	30
Gráfico II.2.	Consumo final de energía	32
Gráfico II.3.	Consumo final por sectores: 1975-2010	33
Gráfico II.4.	Consumo final por fuentes: 1975-2010	34
Gráfico II.5.	Evolución del consumo de energía primaria en España por fuentes	38
Gráfico III.1.	Contribución de las Energías Renovables en España en 1998	44
Gráfico III.2.	Evolución de la potencia instalada de minihidráulica en España	47
Gráfico III.3.	Evolución de la potencia instalada con plantas de RSU	50
Gráfico III.4.	Evolución de la potencia eólica acumulada instalada en España	51
Gráfico III.5.	Energía solar térmica. Superficie total instalada a 31/12/98	52
Gráfico III.6.	Energía solar fotovoltaica. Potencia acumulada total en 1998	52
Gráfico IV.1.1.	Evolución del coste por kW instalado	70
Gráfico IV.1.2.	Evolución del coste por kW instalado (1996-2010)	71
Gráfico IV.1.3.	Evolución de la potencia eólica en España	77
Gráfico IV.1.4.	Incrementos de potencia previstos en el periodo 1999-2010	78
Gráfico IV.2.1.	Distribución de las inversiones en una central hidroeléctrica	83
Gráfico IV.2.2.	Incrementos de potencia previstos en el periodo 1999-2010	89
Gráfico IV.2.3.	Incrementos de potencia previstos Hidráulica entre 10 y 50 MW	90
Gráfico IV.3.1.	Previsiones al año 2010 (miles de m ³)	102
Gráfico IV.5.1.	Previsiones al año 2010 (MWp)	119
Gráfico IV.6.1.	Previsiones al año 2010 –Biomasa	142
Gráfico IV.7.1.	Previsiones al año 2010 –Biogás	149

Gráfico IV.8.1.	Producción prevista en el año 2010- Biocarburantes	157
Gráfico IV.9.1.	Valorización de RSU (1999-2010)	165
Gráfico VIII.1.	Evolución del consumo de energía. Escenario con ahorro energía	242
Gráfico VIII.2.	Perspectivas a largo plazo para producción energía solar térmica	245
Gráfico VIII.3.	Objetivos para la Unión Europea en energía eólica	247
Gráfico VIII.4.	Potencial hidráulico de los PVD	249

INTRODUCCIÓN

El Plan de Fomento de las Energías Renovables que se presenta a continuación recoge los principales elementos y orientaciones que pueden considerarse relevantes en la articulación de una estrategia para que el crecimiento de cada una de las áreas de energías renovables pueda cubrir, en su conjunto, cuando menos el 12% del consumo de energía primaria en el año 2010.

El Plan de Fomento se elabora como respuesta al compromiso que emana de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, y que define el objetivo de desarrollo a alcanzar por las Energías Renovables.

El documento que se presenta se ha desarrollado bajo los auspicios de la Secretaría de Estado de Industria y Energía y elaborado a través del organismo técnico Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).

El diseño de las actuaciones de fomento se realiza en el marco legal en el que operan las instalaciones de generación eléctrica y térmica con fuentes renovables sobre la base de que el apoyo a dichas fuentes es necesario dada su contribución a los principales objetivos de la política energética nacional: la diversificación de las fuentes primarias para garantizar la seguridad del suministro, la eficiencia en su utilización y el respeto al medio ambiente junto a un impacto favorable en el tejido industrial.

La metodología aplicada para la elaboración del Plan garantiza la participación y la integración de las posiciones científicas, técnicas e industriales de los representantes especializados de la Administración General del Estado, Comunidades Autónomas, entidades públicas, entidades sociales, asociaciones empresariales, medios académicos y profesionales y aquellos otros agentes interesados en participar activamente, con ideas y sugerencias, en un ejercicio común de reflexión dirigido a definir las bases para el desarrollo futuro de un sector energético capaz de consolidar una nueva dimensión en el ámbito industrial.

El documento se estructura en nueve capítulos, a lo largo de los cuales se presenta, no sólo la situación actual y las previsiones para los próximos años de consumo de energías renovables y los mecanismos y fuentes de financiación que sustentan los objetivos de crecimiento, sino también el estado del arte de las tecnologías de aprovechamiento de los recursos renovables y las barreras que limitan la penetración de estas fuentes en un mercado cada vez más liberalizado.

El Plan abre la discusión en torno a los **Imperativos para el Desarrollo de las Energías Renovables**, tratando de exponer las razones que motivan la elaboración del mismo y la puesta en marcha de los mecanismos que posibiliten el cumplimiento de los objetivos en él enunciados. Básicamente, estas razones se estructuran bajo tres grandes grupos.

El primero de ellos se refiere a las obligaciones que impone el funcionamiento eficaz del Mercado Interior de la Energía, que se desarrolla sobre el objetivo fundamental de garantizar el suministro respetando el medio ambiente. El cumplimiento de los objetivos de garantizar la seguridad del suministro y diversificar las fuentes de energía requiere un mayor desarrollo de las fuentes de energías renovables que, por su carácter autóctono, contribuyen a reducir las altas tasas de dependencia energética de nuestro país. Asimismo, la liberalización de los mercados energéticos y, en especial, de la electricidad ha obligado a definir un marco normativo que favorezca el desarrollo de las energías renovables, que gozan de especiales garantías para su acceso a las redes.

La segunda de las categorías bajo las que se han agrupado las razones que obligan a diseñar el presente Plan se corresponde con la problemática medioambiental. La necesaria contención del crecimiento de las emisiones de gases de efecto invernadero establecida por el Protocolo de Kioto requiere una mayor utilización de las energías renovables a fin de reducir las emisiones de CO₂ y otros gases a la atmósfera. Paralelamente, esta mayor utilización contribuye eficazmente a reducir las emisiones de otros compuestos contaminantes, acidificantes. En este apartado, en el que se presentan los impactos positivos de las energías renovables, tanto más importantes si se comparan con los negativos ocasionados por la utilización de fuentes fósiles, se acompañan las estimaciones disponibles sobre externalidades derivadas del proceso de generación eléctrica.

El tercero de los grupos se refiere a los positivos impactos inducidos en el sistema económico como consecuencia de la promoción y mayor penetración de las energías renovables, especialmente, sobre el empleo y el crecimiento del tejido industrial.

Vistas las razones de carácter general y bajo el título **Contexto Energético y Perspectivas en el Horizonte del Plan**, se describen los principales elementos que caracterizan el marco energético general, con referencia a los factores de tipo social, político, técnico y económico que están modificando las pautas de consumo de energía, así como sus formas de producción y abastecimiento. A continuación, se presentan dos escenarios de evolución y las perspectivas energéticas al 2010, donde se integran los objetivos del Plan en las previsiones de crecimiento del consumo de energía primaria bajo los dos escenarios, Tendencial y Ahorro Base. Este último, que se toma como referencia, contempla una mayor intensificación de las

políticas de ahorro y eficiencia energética paralelamente al desarrollo de las energías renovables, conjunción necesaria para alcanzar el objetivo de que las renovables cubran el 12% del consumo de energía primaria en el año 2010.

A continuación se presenta la **Situación Actual de las Energías Renovables y los objetivos del Plan** donde, tras una breve definición de las fuentes renovables contempladas en el Plan, se analiza la situación actual a nivel nacional y por Comunidades Autónomas, tanto en lo que se refiere a la utilización de las energías renovables para usos térmicos como para la producción eléctrica. Asimismo, se comentan también desde esta perspectiva los desarrollos tecnológicos y experiencias de demostración más recientes.

En este capítulo, que tiene su desarrollo posterior en el siguiente de información especializada por áreas, se evalúan los recursos disponibles y el potencial tecnológicamente aprovechable en cada una de ellas, presentando finalmente los objetivos energéticos del Plan, igualmente por áreas, junto con los resultados de la evaluación de las emisiones de CO₂ por él evitadas.

Una vez presentados los objetivos energéticos para usos térmicos y eléctricos, el capítulo 4 **Información Especializada sobre cada una de las Áreas** se estructura, para cada una de las áreas para las que el presente Plan incorpora objetivos cuantificados, en torno a los siguientes apartados: aspectos tecnológicos, aspectos medioambientales, costes de inversión y de implantación, barreras, medidas e incentivos y previsiones del mercado.

En el apartado relativo a los aspectos tecnológicos, se comenta el estado actual de las tecnologías de generación eléctrica o de aprovechamiento de las fuentes renovables y los previsibles desarrollos futuros, así como su viabilidad comercial; en el referido a los aspectos medioambientales, se analizan los impactos sobre el medio ambiente derivados de la utilización de las fuentes renovables, comúnmente, paisajísticos o sobre la flora y la fauna locales.

El apartado costes de inversión y de implantación analiza, para cada tecnología, los costes asociados tanto a la instalación como a la operación de una planta tipo aunque, lógicamente, cada epígrafe se estructura de forma distinta en función del área de que se trate y de su problemática específica.

En los epígrafes de barreras, medidas e incentivos y previsiones del mercado se estiman las dificultades para el desarrollo de las energías renovables; se relacionan una serie de medidas de carácter legislativo, fiscal, financiero o de promoción y comunicación necesarias para lograr una mayor penetración de las fuentes renovables en el mercado; y se presentan los objetivos del Plan a nivel global y por Comunidades Autónomas. Las medidas se presentan en el apartado correspondiente de cada área de manera exhaustiva, si bien el penúltimo capítulo del presente Plan presenta

las propuestas y actuaciones de mayor alcance orientadas al cumplimiento de los objetivos establecidos.

Una vez presentados los objetivos del Plan y analizada la situación actual y futura de cada una de las áreas en sus aspectos tecnológicos, económicos y potenciales, en el capítulo siguiente, **Innovación Tecnológica**, se definen para cada una de ellas los objetivos de innovación tecnológica y las líneas prioritarias de actuación.

Uno de los elementos más significativos y que afectará ineludiblemente a la viabilidad del Plan es el aspecto de la **Financiación**, que considera las variables relacionadas con el mercado, en especial con los potenciales disponibles, las capacidades del sector, la evolución técnico-económica y las barreras para el desarrollo que se evidencian.

Este marco debe ser clarificado con la capacidad real de los recursos financieros disponibles, que como tales, son limitados y funcionan bajo los principios de rentabilidad, oportunidad y estabilidad.

En el documento se ha considerado que la financiación de las inversiones debe realizarse, en la medida de lo posible, a través de los mecanismos del libre mercado. Para ello es necesario, por una parte, disponer de apoyos públicos destinados a impulsar tecnologías no maduras, en términos de competencia económica, y por otra, incentivar instrumentos financieros que drenen los recursos económicos privados necesarios.

Para instrumentar el apoyo a los objetivos de fomento, se definen las previsiones de aportación de fondos a través de la Administración General del Estado, de las CCAA y de los Entes Locales, que complementados con los estructurales (FEDER, FEOGA y FSE) y los de Cohesión de la Unión Europea, permitan diseñar un cuadro de ayudas completo.

Se ha identificado la participación de los distintos fondos estructurales que han de ayudar a promover y valorar las acciones en el área de mejora de la eficiencia energética por su fuerte carácter regional y endógeno; las energías renovables constituyen una de las más novedosas aportaciones a la política estructural, al permitir diseñar un marco extenso de acciones que cubran diferentes sectores de la actividad económica e incorporen una componente básica de la competitividad (PYME principalmente), representando con ello un elemento de equilibrio para el mercado.

El Fondo de Cohesión, por su parte, interviene en dos tipos de programas orientados al ámbito del medio ambiente y el transporte, de acuerdo con las normativas europeas. Ambos programas presentan una fuerte componente energética por lo que las acciones propuestas en el Plan de Fomento contribuyen de forma directa a lograr los objetivos del Fondo.

Bajo el epígrafe de **Análisis del Mercado Exterior de las Energías Renovables** se evalúa, por áreas, el potencial exportador de las tecnologías renovables y se analiza la posición de las empresas españolas en los mercados exteriores.

Los estudios de la Unión Europea en relación con el desarrollo previsible de las energías renovables y los que se derivan del análisis de impactos producidos por el Plan de Fomento, permiten concluir que el logro de los objetivos energéticos lleva aparejado, junto al beneficio derivado del cumplimiento de los compromisos medioambientales, una importante contribución a la creación de empleo y a la mejora del tejido industrial y, por tanto, de la competitividad.

Finalmente se incorpora el capítulo de **Seguimiento del Plan de Fomento** donde se indican las actividades sistemáticas y organizadas de observación, captación, análisis, definición y recuperación de información en relación con el desarrollo del mismo.

La valoración, con los datos obtenidos, de los impactos del Plan en los entornos energético, económico, tecnológico, social y comercial permitirá detectar las oportunidades o amenazas en su evolución previstas. Por otro lado, disponer de la mejor información posible para identificar el nivel de ejecución del Plan es fundamental para poder fijar en el año 2004 los datos económico-financieros del Plan para el periodo 2006-2010.

Por todo ello, la oportunidad histórica que representa la concurrencia de intereses energéticos-medioambientales-socioeconómicos y la coincidencia con la preparación de nuevas estrategias en la política estructural de la UE y de España hacen del Plan de Fomento un ejemplo de la integración de diversas políticas marcando las metas y trazando las líneas generales de actuación para situar a las energías renovables en la senda de la competitividad de manera estable y duradera.

IMPERATIVOS PARA EL DESARROLLO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

CAPÍTULO 1

PLAN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Diciembre 1999

1. LAS ENERGÍAS RENOVABLES ANTE EL MERCADO INTERIOR DE LA ENERGÍA

1.1.-Seguridad del suministro, diversificación y eficiencia en la utilización de la energía

El funcionamiento efectivo del mercado único dentro de las fronteras de la Unión Europea requiere de una serie de medidas tendentes a liberalizar e introducir los mecanismos del mercado en los distintos sectores productivos. En el ámbito energético, se trata, básicamente, de liberalizar el suministro del gas y desarrollar el mercado interior de la electricidad, aplicando las Directivas Comunitarias 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 19 de diciembre de 1996 y 98/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 22 de junio de 1998, que recogen las directrices de la política energética europea y articulan los diferentes modelos de apertura de los mercados eléctricos y del gas en los Estados miembros.

La apertura a la competencia de los mercados del gas y la electricidad se justifica sobre la base de que el funcionamiento eficaz del mercado permitirá **garantizar el suministro respetando el medio ambiente**, dos objetivos que constituyen el eje en torno al que se desarrolla la normativa comunitaria y nacional para la liberalización de ambos sectores.

La Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, que transpone la Directiva 96/92/CE sobre el mercado interior de la electricidad al ordenamiento jurídico español, enuncia entre sus objetivos la garantía del suministro y la calidad del mismo al menor coste posible, la mejora de la eficiencia energética, la reducción del consumo y la protección del medio ambiente, estableciendo para dar cumplimiento a estos objetivos la necesidad de elaborar el presente Plan de Fomento de las Energías Renovables.

Las energías renovables contribuyen por su carácter autóctono a la reducción de las tasas de dependencia energética, crecientes en España y en el resto de los países europeos a medida que aumenta la demanda de energía, bien sea por su utilización alternativa a los combustibles fósiles para generar energía eléctrica o para consumo final.

El grado de dependencia energética en España presenta una tendencia creciente, como muestra el gráfico I.1., que recoge la evolución de la demanda total de energía primaria y la procedencia, nacional o importada, de las producciones que la han abastecido. Este nivel de dependencia energética se encuentra entre los más elevados de la Unión Europea: mientras el peso de las importaciones en nuestro país supera el 70% (72% en 1998), los niveles medios en la UE se sitúan en torno al 50% (1).

En términos absolutos, los consumos de energía primaria en España han aumentado desde los 71 millones de tep de 1985 hasta los 114 millones de 1998 (incluida toda la producción con fuentes renovables), lo que supone un crecimiento en el período del 61%. El aumento de las importaciones netas de energía en ese mismo periodo ha sido del orden del 80%, pudiendo afirmarse que la práctica totalidad del crecimiento de los consumos de energía primaria durante los últimos años se ha cubierto con nuevas importaciones.

La dependencia energética española es especialmente importante en lo relativo al petróleo y al gas: en ambos casos se superó en 1998 el 99%. Teniendo en cuenta la procedencia de estas importaciones y las incertidumbres políticas y económicas a las que se encuentran sometidos los países suministradores, el aumento de la **diversificación** y la participación de las energías renovables constituye un hecho de capital importancia tanto para España como para Europa. Se estima que, de continuar la tendencia actual, la dependencia de las importaciones europeas alcanzará el 70% antes del año 2020 (1).

Gráfico I.1.

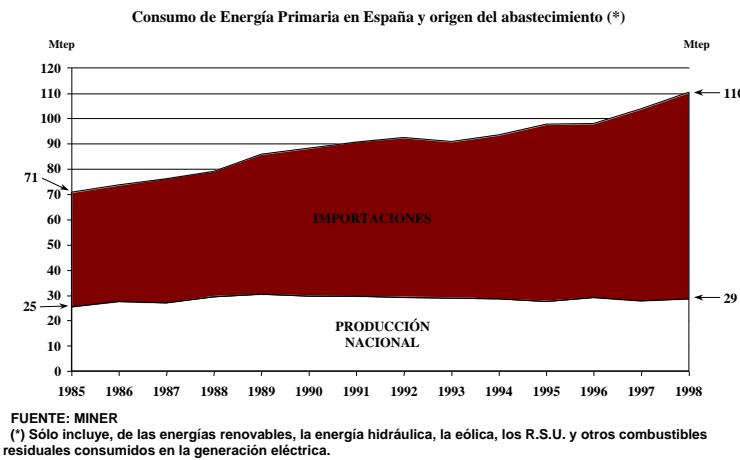
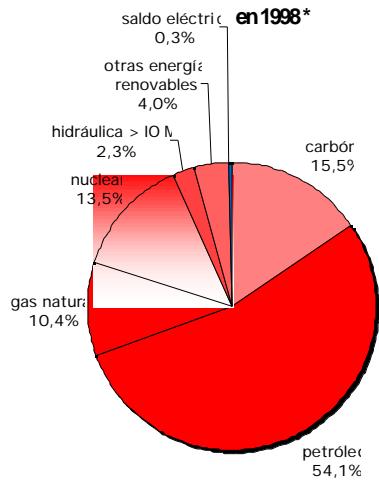
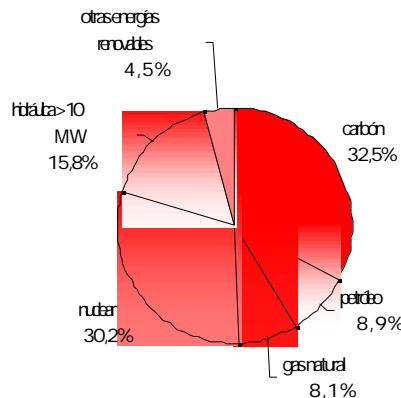


Gráfico I.2.

Distribución de los consumos de energía primaria, en 1998*



Estructura de generación eléctrica en 1998*



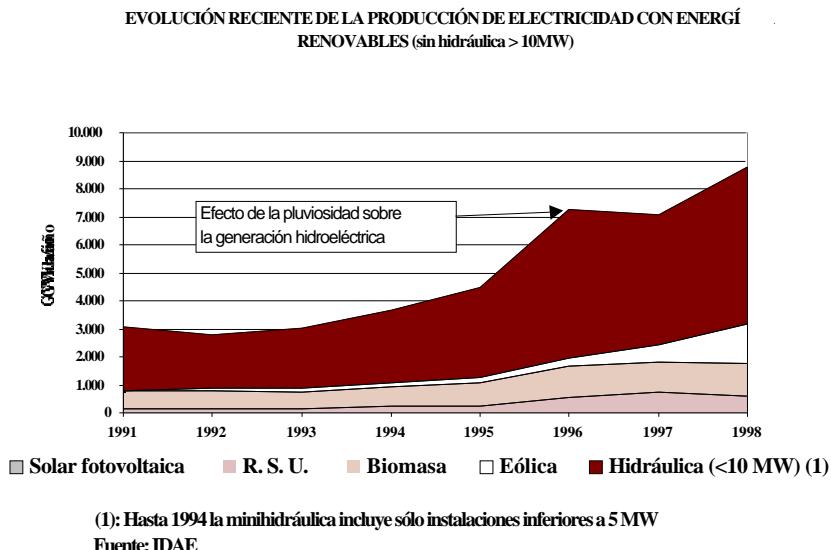
Fuente: MINER

* Datos de 1998 provisionales

La contribución de las fuentes de energía renovables a los consumos totales de energía primaria en el año 1998 ascendía al 6,3% (gráfico I.2.), mientras que, excluidas las centrales hidroeléctricas de potencia superior a los 10 MW, el porcentaje fue del 4,0%. La energía eléctrica producida a partir de otras fuentes renovables representó en 1998 el 4,5% del total, un 20,3% si se considera también la producción de las centrales hidráulicas de más de 10 MW.

La producción eléctrica con fuentes renovables creció un 3,8% en el último año, considerándose toda la generación hidroeléctrica con independencia de la potencia de la instalación¹. La energía eólica creció

¹ Si se excluyen las cifras de producción de las centrales hidráulicas de potencia superior a 10 MW, el crecimiento de la generación eléctrica con fuentes renovables superó en 1998 el 24%.

Gráfico I.3

más del 130% en 1998 como resultado de los aumentos del parque de generación, con una potencia actual instalada a nivel nacional de 834 MW.

El gráfico I.3. muestra la evolución reciente de la producción eléctrica con fuentes de energías renovables desde 1991. Puede comprobarse el significativo incremento de la generación eólica, desde los 14 GWh producidos en ese año hasta los 1.400 del momento actual, siendo también importante el aumento de la utilización de residuos sólidos urbanos y biomasa; en el primero de los casos, la producción se ha más que multiplicado por cuatro, mientras que en el segundo ha crecido por encima del 80% en el período.

Los fuertes crecimientos de la generación eléctrica de origen eólico han situado su participación en el total cerca del 20%, excluyendo de este cómputo la participación de la hidráulica de más de 10 MW.

La Ley del Sector Eléctrico establece, en su Disposición transitoria decimosexta, el objetivo de que los recursos renovables cu-

bran como mínimo el 12% del total de la demanda en el año 2010, en línea con el objetivo orientativo establecido para la Unión Europea en su conjunto (2).

A la garantía del suministro y la diversificación de las fuentes de abastecimiento, que representa un requisito imprescindible para la primera, se añade la mejora de la eficiencia energética en la generación eléctrica con fuentes renovables como razón adicional para la elaboración del presente plan, ya que el aumento de los rendimientos del parque de generación eléctrica se traduce en una reducción del índice de intensidad energética global.

La eficiencia energética en términos de energía primaria de la generación con fuentes renovables es comparativamente alta, cercana al 100% para la hidráulica, eólica y solar y cercana al 60% para los sistemas avanzados de producción con biomasa, frente a un valor medio del 35% del parque térmico convencional.

La cogeneración con combustibles fósiles presenta unos rendimientos globales del orden del 70% por lo que, de forma general, puede afirmarse que las opciones de auto-producción eléctrica inducen incrementos en el rendimiento global del sistema.

En conjunto, se estima que la mejora de la eficiencia global del parque de producción eléctrica, como consecuencia de la producción con renovables y de la cogeneración durante el período 1986-1995, fue del orden del 5%.

Las energías renovables tienen también un peso importante en el consumo final de los sectores industrial y residencial, contribuyendo con ello a la diversificación de fuentes.

Los consumos de biomasa en el sector residencial, fundamentalmente de residuos forestales para calefacción, se estimaban en 1995 en torno a los 1.900 ktep sobre un consumo total de 9.410, lo que supone el 20% de los consumos del sector.

Los consumos de biomasa dentro del sector industrial alcanzaban en 1995 los 1.500 ktep. Por subsectores, la industria de pasta y papel, las industrias de la madera, muebles y corcho y las de alimentación, bebidas y tabaco absorben más del 80% del total de los consumos de biomasa del sector.

La utilización actual de la biomasa para la producción térmica se justifica por su bajo o nulo coste, dado que sólo se comercializan el 30% de los combustibles que se queman.

En el sector residencial, caben desarrollos futuros de redes de calefacción (distribución de calor o “district heating” en la terminología anglosajona), mientras que el sector transporte podría absorber a medio plazo una cuota importante basada en el empleo de biocombustibles.

La energía solar térmica representa también una alternativa limpia al empleo de combustibles fósiles y está orientada principalmente a la producción de agua caliente sanitaria en el sector doméstico, junto con algunas instalaciones de mayor tamaño en el sector hotelero, granjas e invernaderos.

Los beneficios derivados de la seguridad de suministro y las mejoras inducidas en la eficiencia energética del sistema, se complementan en el caso de las energías renovables con sus menores impactos medioambientales, lo que amplía su contribución a los objetivos centrales de la política energética en un mercado abierto a la competencia y refuerza la oportunidad del presente Plan de Fomento.

1.2. Competencia y transparencia: las energías renovables en un mercado liberalizado

Dentro del mercado energético, la separación entre la propiedad de la infraestructura de transporte y el servicio que dicha infraestructura presta es el modo de introducir la competencia en aquellas partes del sistema energético que, por su naturaleza, venían constituyendo un monopolio natural.

El libre acceso de terceros a la red mediante el pago de un peaje permite operar al mercado en las fases de transporte y distribución de electricidad y gas.

En el mercado de la electricidad, la Directiva 96/92/CE señala que la apertura de la red debe conducir a un grado de acceso equivalente en todos los Estados miembros, a pesar de las diferencias que puedan existir entre sus estructuras organizativas.

La propia directiva establece un período de seis años para la apertura gradual del mercado y permite a los Estados miembros

definir los umbrales de consumo para clientes cualificados.

En España, los plazos han quedado establecidos del siguiente modo: a partir de 1998, han sido consumidores cualificados aquéllos cuyo consumo anual ha superado los 15 GWh; a partir del 1 de enero de 1999, los que han superado los 5 GWh y, a partir del 1 de abril y 1 de julio de este mismo año los que superan, respectivamente, 3 y 2 GWh. Posteriormente y a partir del 1 de octubre de 1999, el umbral de consumo se ha reducido a 1 GWh.

Adicionalmente, el R.D. 2820/1998 de 23 de diciembre estableció el mecanismo de acceso a las redes de alta y baja tensión.

También el mercado gasista se ha abierto a la competencia tanto a nivel comunitario como nacional.

En España, la ley del sector de hidrocarburos, aprobada en octubre de 1998, establece los umbrales de cualificación para los consumidores de gas, pudiendo las partes pactar los precios en contratos bilaterales una vez que se permite el acceso a las redes.

En el sector eléctrico, la nueva ley establece la diferenciación entre los productores de energía eléctrica en régimen ordinario y sujetos al sistema de ofertas² y los auto-productores acogidos al régimen especial y fuera del sistema de competencia.

Según la Directiva 96/92/CE, se debe promocionar la energía eléctrica con renova-

bles³ mediante una adecuada regulación que dé preferencia a este tipo de instalaciones, lo que queda garantizado en la vigente ley por el derecho de las instalaciones de producción en régimen especial a verter al sistema la energía eléctrica generada o sus excedentes, en el caso de auto-productores.

Las dos cuestiones básicas que deben abordarse para permitir el desarrollo de las fuentes de energía renovables en un mercado liberalizado son, precisamente, la forma en que los concesionarios de las redes de distribución deben aceptar la electricidad proveniente de los auto-productores y el precio a pagar por dicha electricidad, que, según el Libro Blanco de las Energías Renovables, deberá ser "al menos equivalente al coste evitado de la electricidad distribuida en una red de baja tensión más una prima que refleje las ventajas sociales y ecológicas de las fuentes de energía renovables" (3).

Para las instalaciones de producción sujetas al régimen especial, la retribución del kWh vertido a la red se establece incrementando el precio de mercado por una prima que se ha determinado reglamentariamente mediante el R.D. 2818/1998 de 23 de diciembre.

De acuerdo con el artículo 17 de la Ley del Sector Eléctrico, las primas tienen la consideración de costes de diversificación y seguridad de abastecimiento a efectos de determinación de la tarifa eléctrica para los consumidores no cualificados, lo que justifi-

² De acuerdo con el nuevo marco de ordenación del sector, la determinación del precio final del kWh corresponde al mercado, donde se cruzan las ofertas y demandas de electricidad de los distintos sujetos intervenientes: los productores, por un lado, y los consumidores cualificados, los distribuidores y comercializadores, por otro, realizan sus ofertas y demandas de electricidad, correspondiéndose el precio final con el de la última unidad de producción cuya entrada en el sistema haya sido necesaria para atender la demanda de energía eléctrica.

³ La Comisión Europea está preparando una propuesta de Directiva para promocionar la electricidad generada con renovables en un marco armonizado en el contexto del mercado interior de la electricidad. Esta propuesta de Directiva se encuadra dentro de las actuaciones que corresponden a la Comisión en el marco de la campaña de despegue de las energías renovables propuesta en el Libro Blanco, sobre la que la propia comisión ha presentado ya un documento de trabajo con objetivos a alcanzar en el 2003 (Commission Services Paper, Energy for the future: renewable sources of energy Community Strategy and Action Plan Campaign for Take-off).

ca el régimen especial y el propio sistema de primas, por su contribución fundamental a dichos objetivos.

Según establece la Ley, tendrán la consideración de productores de energía eléctrica en régimen especial, aquéllos cuya potencia instalada no supere los 50 MW y siempre que se trate de autoproductores o instalaciones que utilicen energías renovables no consumibles, biomasa o cualquier tipo de biocarburante o residuos no renovables.

Adicionalmente, cuando la actividad de producción se realice desde instalaciones de tratamiento de los residuos de los sectores agrícolas, ganaderos y del sector servicios con una potencia instalada igual o inferior a 25 MW, tendrá asimismo la consideración de producción en régimen especial⁴.

A estos efectos, se considera autoproductores a aquéllos productores de energía eléctrica que generan electricidad fundamentalmente para su propio uso, entendiendo que es tal cuando el autoconsumo representa al menos el 30% de la energía producida por él mismo si la potencia instalada es inferior a 25 MW y el 50% para las instalaciones de potencia comprendida entre 25 y 50 MW.

La cuantía de las primas ha sido fijada para las diferentes fuentes de energía renovables por el R.D. 2818/1998, antes citado, que desarrolla la Ley del Sector Eléctrico.

La citada ley establece únicamente un límite general para el precio del kWh vertido a la red por instalaciones de energías reno-

vables no hidráulicas, biomasa e hidroeléctricas de potencia inferior a 10 MW⁵.

El valor de la prima se ha fijado teniendo en cuenta el nivel de tensión de entrega a la red, la contribución a la mejora del medio ambiente, al ahorro de energía primaria y a la eficiencia energética, y los costes de inversión en que se haya incurrido en orden a garantizar unas tasas de rentabilidad razonables con referencia al coste del dinero en el mercado de capitales.

Las primas resultantes para las fuentes de energía renovable más representativas aparecen detalladas en la tabla I.1, de acuerdo con los límites de potencia de la instalación de generación cuando existen.

Para aquellas instalaciones de generación que utilizan la cogeneración, se ha establecido un límite temporal para la percepción de las primas, de 10 años para instalaciones de potencia inferior a 10 MW y, mientras perdure la retribución de los costes de transición a la competencia a las compañías eléctricas, en el caso de instalaciones de potencia comprendida entre 10 y 25 MW.

La tabla recoge también el precio total o la retribución final del kWh con exclusión del complemento por energía reactiva, lo que permite el contraste de la rentabilidad de las instalaciones de cogeneración, biomasa, energía eólica, minihidráulica y fotovoltaica⁶.

⁴ El artículo 31 del R.D. 2818/1998 establece también el derecho a la percepción de una prima de 1 peseta kWh/ para las instalaciones que utilicen energías renovables no consumibles y no hidráulicas, biomasa, biocarburantes o residuos agrícolas, ganaderos o de servicios aún cuando tengan una potencia instalada superior a 50 MW. No obstante, estas instalaciones deberán efectuar ofertas económicas de venta de energía a través del operador del mercado.

⁵ Para este caso, la retribución de la energía vertida al sistema será la del precio de mercado más una prima que se fijará de forma que la resultante se sitúe en una banda entre el 80 y el 90% del precio medio del total de la electricidad facturada por el sistema. La citada ley establece expresamente excepciones a este límite para la energía solar, mientras que se remite al desarrollo reglamentario para las centrales hidroeléctricas de potencia comprendida entre 10 y 50 MW, las instalaciones que utilicen residuos no renovables y las que utilicen residuos agrícolas, ganaderos o de servicios de potencia igual o inferior a 25 MW.

⁶ Cuando la cuantía de la prima y, como consecuencia de ello el precio resultante del kWh, es variable con la potencia de generación instalada, sólo se indica el límite inferior y superior del intervalo correspondiente a los límites respectivos de potencia.

Tabla I.1.:

**Valor de las primas y retribución total para diversas fuentes
de energía en régimen especial**

		PRIMAS (pta/kWh)	PRECIO TOTAL (*) (pta/kWh)
COGENERACIÓN	< 10 MW (10 años)	3,2	8,95
	> 10 MW y < 25 MW (CTC)	3,2 / 1,6	8,95 / 7,35
BIOMASA PRIMARIA		5,07	10,83
BIOMASA SECUNDARIA		4,70	10,46
EÓLICA		5,26	11,02
MINIHIDRÁULICA	10 MW	5,45	11,2
	> 10 MW y < 50 MW	5,45 / 0,0	11,2 / 5,75
FOTOVOLTAICA	< 5 kW	60	66
	> 5 kW	30	36

(*) Supuesto un precio de mercado de 5,75 pta/kWh.

Fuente: MINER-IDAE

2.- ENERGÍAS RENOVABLES Y MEDIO AMBIENTE

2.1. Impactos medioambientales del sistema energético

La multiplicidad de procesos presentes en las actividades de captación, transformación y uso de la energía tiene una incidencia significativa sobre el medio ambiente, tanto cualitativa como cuantitativamente. Junto al propio efecto de agotamiento de los recursos no renovables, de compleja evaluación, el abanico de impactos resulta amplio y diverso.

Limitándonos a los procesos de producción energética, la generación de energía eléctrica a partir de fuentes fósiles emite a la atmósfera diversos compuestos contaminantes, entre ellos, dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno y partículas, que contribuyen a la acidificación del suelo y las aguas

naturales, con repercusiones en la salud, las infraestructuras y los ecosistemas. Paralelamente, los procesos de consumo final de la industria y de los sectores doméstico y terciario y la utilización de carburantes para el transporte, contribuyen también a la emisión de compuestos nocivos a la atmósfera, con una incidencia cuyo orden de magnitud, dependiendo del país, sector y del tipo de contaminante, puede incluso sobrepasar en importancia al anterior.

Los impactos de ámbito global o regional se refieren principalmente a la contaminación del medio ambiente atmosférico y pueden resumirse en el problema de la lluvia ácida, el cambio climático, la destrucción de la capa de ozono estratosférico y la contribución al aumento del ozono troposférico. Otros efectos mediambientales, aunque de carácter local no por ello menos relevantes, como la contaminación acústica, la de suelos o ríos circundantes, la ocu-

pación de terrenos, el impacto paisajístico o la posible alteración de la flora y la fauna, pueden también estar asociados a las instalaciones de producción energética.

En este contexto, las denominadas tecnologías renovables representan en general y por su propia naturaleza, una opción ventajosa. Los procesos de combustión, normalmente los de mayor impacto, sólo están presentes en el caso de la biomasa, que presenta a cambio ciertas ventajas frente a las opciones convencionales. Además, el carácter de las fuentes primarias renovables, en general dispersas e inagotables, hace que presenten menores necesidades de transformación y transporte y ello explica también sus menores efectos globales. Los análisis comparativos con tecnologías convencionales son, desde este punto de vista y como se verá a continuación, claramente favorables a las tecnologías renovables, aunque ello no signifique la ausencia total de impactos asociados a su utilización.

Respecto a los impactos de ámbito global, la lluvia ácida, el cambio climático, el aumento del ozono troposférico y la reducción del ozono estratosférico, constituyen en conjunto impactos en los que intervienen un variado grupo de compuestos emitidos principalmente durante los procesos de combustión. Destacan entre estos compuestos el dióxido de carbono, el dióxido de azufre y los óxidos de nitrógeno, junto a otros como el monóxido de carbono, el metano y los compuestos orgánicos volátiles.

Dentro de la cadena energética, los procesos de generación eléctrica son responsables de una buena parte de estos impactos. La generación de electricidad con plantas térmicas convencionales y energía nuclear

provoca además la emisión a la atmósfera de metales pesados y sustancias radiactivas, respectivamente, y plantea problemas de contaminación de las aguas por aumento de la temperatura, de los suelos y en el caso de centrales nucleares, de gestión de los residuos radiactivos de alta, media y baja actividad.

Es importante señalar no obstante, que un análisis fiable dirigido a estimar el impacto medioambiental producido en actividades de generación eléctrica, debe considerar todo el ciclo de vida asociado a dichas actividades, desde la extracción y transporte de las materias primas hasta la gestión de los residuos. En particular, es necesario evaluar el proceso de fabricación de combustibles, la fase de construcción de la central y el uso y desmantelamiento de las instalaciones una vez finalizada su vida útil. En el caso de considerar impactos relacionados con el desmantelamiento, las centrales térmicas, convencionales y nucleares, resultan penalizadas, dadas las dificultades añadidas en el caso de grandes infraestructuras y los problemas relacionados con la recuperación de suelos contaminados. En el caso nuclear, esta problemática se ve agravada por el carácter radiactivo de parte de los residuos y de las instalaciones que entraron en contacto directo o indirecto con el combustible y sus radiaciones.

La tabla I.2 muestra los resultados obtenidos en un reciente estudio comparativo de los impactos medioambientales de las principales tecnologías renovables de producción eléctrica (4), indicando los valores medios o intervalos de emisión unitaria (g/kWh) de los tres principales compuestos contaminantes: CO₂, SO₂ y NO_x.

Tabla I.2.

**Emisiones de Ciclo de Vida de las Tecnologías de Producción Eléctrica
con Renovables (g/kWh)**

	Cultivos Tecnol. Actual	Cultivos Tecnol. Futura	Gran Hidráulica	Mini Hidráulica	Solar Fotovoltaica	Solar Termoeléctrica	Eólica	Geotérmica
CO ₂	17 - 27	15 - 18	9	3,6 - 11,6	98 - 167	26 - 38	7 - 9	79
SO ₂	0,07 - 0,16	0,06 - 0,08	0,03	0,009 - 0,024	0,20 - 0,34	0,13 - 0,27	0,02 - 0,09	0,02
NO _x	1,1 - 2,5	0,35 - 0,51	0,07	0,003 - 0,006	0,18 - 0,30	0,06 - 0,13	0,02 - 0,06	0,28

Fuente: AIE (1998)

Si estos valores se comparan con los que se derivan de trabajos similares de impacto de las centrales convencionales, se obtienen diferencias muy significativas, claramente favorables a las tecnologías renovables. Así, por ejemplo, los resultados obtenidos en un estudio para el Reino Unido sobre el impacto de centrales convencionales de carbón, fuel, gasoil y gas natural en ciclo de vida completo, ponen de manifiesto que los valores de emisión unitaria asociados son muy superiores, en general entre 10 y 100 veces mayores, que los que

se obtienen con tecnologías renovables.

Para el caso particular de España, las investigaciones llevadas a cabo hasta el momento confirman estos resultados. Como ejemplo, la tabla I.3. recoge los valores obtenidos en una estimación detallada de impactos de centrales de carbón, gas natural y eólicas ubicadas en territorio peninsular (5). En la evaluación, se consideraron las fases de extracción de combustible, fabricación de materiales, transporte, generación y depósito de residuos.

Tabla I.3.

**Emisiones de Ciclo de Vida de las Tecnologías de Producción Eléctrica
en España (g/kWh)**

	Carbón (FGD y bajo NOx)	Gas Natural (ciclo combinado)	Eólica
CO ₂	1.026	402	14,9
SO ₂	1,2	0,2	0,1
NO _x	1,8	0,3	0,06

Fuente: CIEMAT (1998)

2.2. Externalidades medioambientales

Se entiende por externalidad aquel coste o beneficio asociado a una actividad económica concreta que percibe la sociedad o el medio ambiente y no está incorporado al precio del producto que lo ocasiona.

La presencia de una externalidad da lugar a una asignación ineficiente de recursos por parte del mercado, por lo que la discusión en el sector energético se centra en la necesidad de que las externalidades, o el coste de los daños medioambientales derivados de la producción y consumo de energía, se incorporen en el mecanismo de formación de los precios y en la forma en que dicha internalización debe hacerse en un mercado liberalizado.

Los precios energéticos deben por tanto reflejar el *coste total* en orden a garantizar la eficacia del mercado, definiéndose este concepto por agregación de los costes privados y de los costes o beneficios externos.

Se entiende por costes privados los asociados al combustible, operación, mantenimiento e inversiones, expresados en términos monetarios.

La determinación del segundo sumando, la valoración económica de los daños sociales o medioambientales, también en términos monetarios, es la forma más objetiva de dar un valor real y facilitar la incorporación de estos costes al precio del producto.

Las principales externalidades medioambientales del ciclo energético suelen clasificarse en cuatro grandes grupos: salud, ecosistemas, materiales y clima, estimándose según numerosos estudios que los impactos sobre la salud -mortalidad, morbilidad y accidentes- de la generación de energía con los combustibles convencionales alcanzan el 90% del total de los costes externos calculados.

Los enfoques metodológicos utilizados para la valoración económica de los costes externos son muy diversos.

Organismos como el Lawrence Berkeley Laboratory (LBL) y el Electric Power Research Institute (EPRI), identifican varias aproximaciones posibles, entre ellas la *estimación directa del daño, el coste de reducción de la contaminación y la valoración contingente*⁷.

Los estudios llevados a cabo en España hasta el momento (6) utilizan la *función de daño o ruta de impacto* y el *análisis de ciclo de vida* como métodos de aproximación a los costes asociados a la generación, suministro y uso de la energía eléctrica.

En los gráficos I.4 y I.5 se presentan los resultados obtenidos al aplicar la metodología de ruta de impacto a 10 centrales representativas, una por cada región donde están ubicadas las diferentes plantas del parque eléctrico español, y posteriormente extrapolar al resto de las centrales existentes para llegar a un valor agregado. En el caso de las tecnologías nuclear e hidroeléctrica, para la extrapolación se utilizaron datos procedentes de centrales ubicadas en países europeos. Se incluyen únicamente los impactos sobre la salud, que representan el 90% del total de los impactos considerados, exceptuando los relacionados con el cambio climático.

Se trata de valores orientativos, ya que la metodología utilizada mantiene aún numerosas incertidumbres, especialmente en el caso de la energía nuclear debido a la controversia existente entre grupos de expertos respecto a los criterios utilizados en la valoración económica de los posibles accidentes nucleares.

⁷ Otras metodologías, ya clásicas en la valoración de externalidades, son las aproximaciones tipo *top-down, coste de control, análisis de ciclo de vida* y *función de daño o ruta de impacto*.

Gráfico I.4.

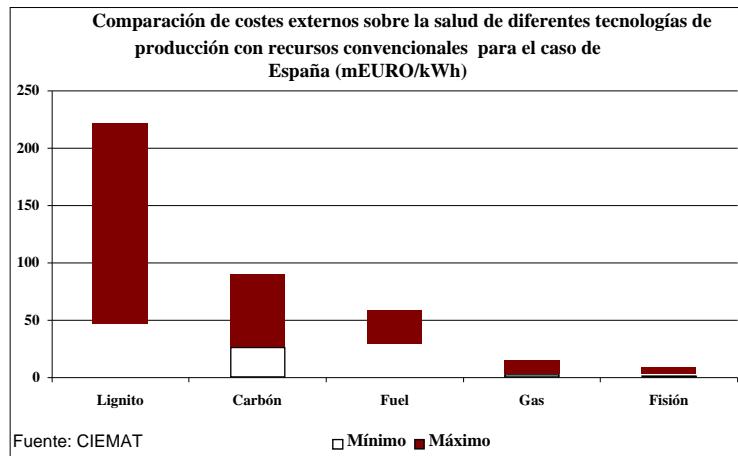
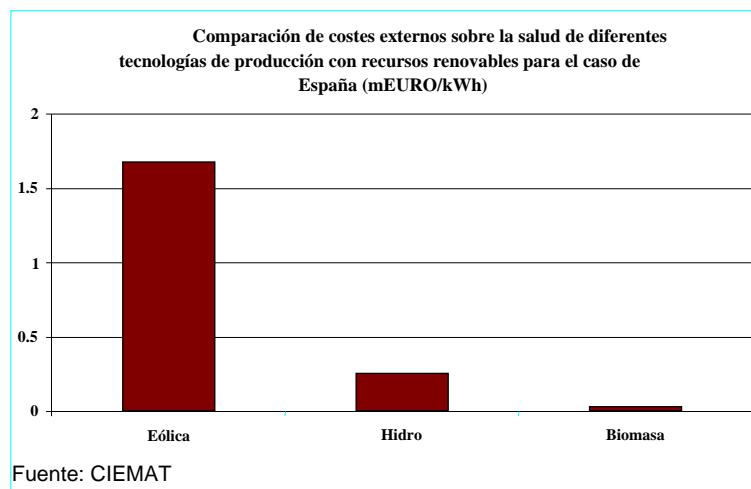


Gráfico I.5.



Puede observarse cómo los costes resultantes asociados a las energías renovables, eólica, hidráulica y biomasa, no llegan a alcanzar los 2 m EURO/kWh en el caso más desfavorable, rango muy inferior al obtenido en el caso de fuentes convencionales

El segundo de los estudios mencionados, el análisis de ciclo de vida, contempla distintos sistemas de producción eléctrica convencionales y con recursos renovables y diversas categorías de impacto. Los resultados de este análisis permiten una valo-

ración del impacto global en términos de “ecopuntos”⁸, que se agregan para cada una de las categorías de impacto para obtener la valoración global del ciclo completo.

⁸ Los “ecopuntos” evalúan la contribución de los diversos compuestos contaminantes a las diferentes categorías de impacto consideradas: efecto invernadero, ozono estratosférico, acidificación, eutrofización, niebla fotoquímica, niebla de invierno, pesticidas, metales pesados, sustancias carcinógenas, radiaciones ionizantes, generación de residuos y agotamiento de recursos. Los “ecopuntos” se calculan multiplicando las cantidades (másicas o energéticas) por factores de evaluación (criterios socio-económicos), peso y normalización.

Globalmente, destaca la similitud en los resultados obtenidos mediante las dos metodologías con las que se han evaluado las externalidades del sistema eléctrico español, que presentan además una gran concordancia con las opiniones mayoritariamente existentes dentro de la comunidad experta⁹. Los sistemas de generación basados en los combustibles sólidos (carbón y lignito), además del petróleo, se sitúan en la banda más alta. En una situación intermedia, las centrales basadas en gas natural, mientras que, en el otro extremo y con los valores más bajos, los sistemas de producción con renovables que actualmente tienen mayor implantación, el eólico y el minihidráulico, y las centrales de biomasa.

Hay que señalar no obstante que una completa internalización de los costes y/o beneficios externos generados por las distintas fuentes energéticas no parece todavía posible, debido principalmente a la incertidumbre asociada a su valoración en términos monetarios, aunque existe un consenso generalizado sobre la conveniencia y necesidad de que el sistema de precios refleje los costes asociados a la generación, transporte y distribución de la energía (7).

Con carácter general, existen para este propósito dos vías alternativas:

- La utilización de instrumentos penalizadores sobre las fuentes energéticas generadoras de costes externos, o
- La consideración de instrumentos o mecanismos que valoren los beneficios externos generados por otras fuentes energéticas, principalmente las fuentes renovables.

La primera de las vías enunciadas se instrumenta, fundamentalmente, a través de *impuestos sobre las emisiones, los proce-*

sos o la utilización del combustible, vigentes ya en algunos países europeos.

La propuesta de directiva presentada por la Comisión apoya, dentro de la neutralidad fiscal, el establecimiento de una tasa sobre la electricidad con independencia del tipo de energía utilizado para su generación, que pudiera ser recuperada por el productor en el caso de que utilizara fuentes de energía favorables a la protección del medio ambiente (8).

El establecimiento de una tasa sobre la electricidad requiere, no obstante, una previa armonización de los impuestos en la UE a fin de que no se apliquen cargas discriminatorias en los distintos países. De momento, la armonización de impuestos no está exenta de inconvenientes, al no existir consenso entre los distintos Estados miembros.

El ordenamiento jurídico español, a través de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico y del R.D. 2818/1998, opta por la segunda vía, en la medida en que los precios percibidos por la venta de energía eléctrica con fuentes renovables se ven incrementados sobre el precio de mercado por una prima que valora el beneficio externo de dichas tecnologías de producción.

Las primas, que se financian a través de la tarifa eléctrica, permiten rentabilizar las instalaciones de producción eléctrica en régimen especial y reducir la incertidumbre sobre la viabilidad económica de los proyectos de generación eléctrica con fuentes renovables.

Dentro de esta segunda opción, la *subsidización de fuentes energéticas con menor impacto medioambiental* puede hacerse no sólo a través de precios reconocidos por encima de los precios de mercado, sino a través de subvenciones directas de capital, de explotación o financieras, aunque en cualquier caso la correcta internalización de los costes precisa de una valoración monetaria de los beneficios medioambientales

⁹ En el ámbito internacional, junto al LBL y el EPRI, destacan los estudios de otros autores como Hohmeyer, Ottlinger et al, Pearse, Friedrich & Voss y RCG/Tellus.

asociados a cada tecnología de producción.

Entre ambas, la *comercialización de permisos de contaminación* permitiría la asignación eficiente por parte del mercado de los costes externos de cada fuente energética.

Este tipo de mecanismos, conocidos como “mecanismos flexibles” en la terminología de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático, han sido objeto de discusión en la 4^a Conferencia de las Partes celebrada en Buenos Aires en noviembre del pasado año como posible instrumento a disposición de los Estados para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero hasta los límites fijados por el Protocolo de Kioto¹⁰.

Si bien el diseño de las reglas de funcionamiento de un mercado de emisiones no es tarea fácil, la necesidad de establecer mecanismos de internalización ágiles y ajustados a la cuantificación de impactos, hará necesario en el futuro estudiar todas las opciones posibles, incluyendo junto a las anteriores, otras como *desgravaciones fiscales a las inversiones* en fuentes renovables no contaminantes u otras medidas promocionales que pudieran articularse.

2.3. Condicionantes legislativos de carácter medioambiental

Las medidas legislativas orientadas a paliar la contribución del sistema energético al **cambio climático** y las normativas tendentes a controlar los **impactos atmosféricos acidificantes** inciden en el desarrollo global de las energías renovables, en la medida en que tratan de limitar el impacto medioambiental del uso de la energía proveniente de fuentes fósiles.

En este epígrafe no se analizarán la regulación de los impactos de las energías renovables sobre el medio ambiente local,

relacionados con el medio físico y biótico circundante, y que tienen una incidencia específica según el área de que se trate, razón por la que, serán estudiados en los capítulos de información especializada.

El 75% de las emisiones de los tres principales gases de efecto invernadero (dióxido de carbono, metano y óxido nitroso) corresponde al dióxido de carbono, mientras que, de éstas, el 92% tiene origen energético (año de referencia, 1990).

En total, más de tres cuartas partes (9) de las emisiones de estos gases tienen origen en la producción, transformación, transporte y uso de la energía, lo que obliga a orientar los esfuerzos encaminados a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero al campo de la eficiencia energética y al desarrollo de las energías renovables, cuyo impacto ambiental es nulo o muy reducido en comparación con las fuentes de energía convencionales.

De las negociaciones y decisiones políticas más recientes, se derivan compromisos concretos para España que suponen la limitación de las emisiones de gases de efecto invernadero durante los próximos años.

El último de estos compromisos fue el acuerdo alcanzado en la 3^a Conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, más conocido como Protocolo de Kioto.

Las discusiones políticas sobre cambio climático se iniciaron en 1979 en Ginebra, donde se desarrolló la Primera Conferencia Internacional a iniciativa de la Organización Meteorológica Mundial. Apoyado por esta organización y por el Programa de Naciones Unidas sobre Medio Ambiente (PNUMA), se crea en 1988 el Grupo Inter-gubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), cuyos informes de evaluación, 1990 y 1995, sirvieron de base para la celebración de la Cumbre de la Tierra en Río de Janeiro en 1992 y las

¹⁰ Este tema será tratado con mayor detalle en el epígrafe siguiente.

Conferencias de las Partes de la Convención Marco que tuvieron lugar en Berlín en 1995 (COP-1) y en Kioto en 1997 (COP-3).

Apoyándose en los resultados del segundo informe de evaluación del IPCC¹¹, el Mandato de Berlín obligaba a las Partes a fijar objetivos cuantificados de reducción de emisiones más allá del año 2000 que quedarán recogidos en un documento jurídicamente vinculante para todas ellas.

El cumplimiento de dicho mandato dio lugar en 1997 al Protocolo de Kioto, que establece en algo más de un 5% la reducción global de las emisiones de los seis principales gases de efecto invernadero en el período de compromiso 2008-2012 respecto a los valores de 1990¹².

Los objetivos individuales por países se determinan 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 queda establecido en el 8%, para EE.UU. en el 7% y para Japón en el 6%.

¹¹ La previsión de aumento de la temperatura media para el año 2100 recogida en este segundo informe de evaluación es de 2 °C con respecto a la de 1990, de 2,5 °C en el caso de que se dupliquen las concentraciones de CO₂. Asimismo, estima que podrían conseguirse ahorros de emisiones del 10 al 30% sin costes adicionales para las economías mundiales mediante la puesta en marcha de medidas "no regrets", es decir, medidas cuyos beneficios superen o igualen los costes de su aplicación (sin tener en cuenta los beneficios derivados de la mitigación del cambio climático). *IPCC Second Assessment Climate Change 1995, A report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* (Resumen destinado a los responsables de las políticas preparado por el Grupo de Trabajo I del IPCC).

¹² CO₂, CH₄, N₂O, HFC, PFC y SF₆ computados en su equivalente en CO₂ según su efecto sobre el calentamiento de la atmósfera. Las emisiones de los distintos gases de efecto invernadero se ponderan por el Potencial de Calentamiento Global (Global Warming Potential, GWP en sus siglas en inglés) para tener en cuenta las diferencias derivadas de las distintas vidas medias de cada gas. El Potencial de Calentamiento Global representa el calentamiento que una unidad de gas –molécula o unidad de masa–, emitida hoy, producirá en diferentes horizontes temporales (20, 100, 500 años). Según el Informe IPCC 95, el GWP a 100 años para el metano es de 21 y para el óxido nitroso de 310, siendo 1 para el CO₂.

Los programas de fomento de las energías renovables constituyen una actuación necesaria, aunque no suficiente, para alcanzar los objetivos establecidos en el Protocolo de Kioto y así queda recogido en la estrategia comunitaria frente al cambio climático.

Como parte de esta estrategia (10), la UE destaca las actuaciones y programas de eficiencia energética entre las medidas que considera tienen un elevado potencial de contribución al cumplimiento de los objetivos de reducción de emisiones.

La Convención Marco sobre Cambio Climático y el Protocolo de Kioto han reconocido expresamente lo que se ha dado en llamar "la burbuja comunitaria"¹³, 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.

Ante estos compromisos, se crea en España en febrero de 1998 el Consejo Nacional del Clima, presidido por el Ministerio de Medio Ambiente, con el objetivo básico de elaborar la estrategia española frente al cambio climático y realizar el seguimiento de los planes y programas incluidos en la misma, asesorar técnica y científicamente a las delegaciones españolas en los organismos internacionales y proponer al Gobierno las medidas necesarias para el cumplimiento de los compromisos adquiridos en convenios y protocolos internacionales.

En este contexto, además del posible establecimiento de objetivos sectoriales de reducción y del apoyo a los mecanismos flexibles (conocidos, ahora, como "meca-

¹³ El Protocolo de Kioto admite en su artículo 4 la posibilidad de que las Partes actúen conjuntamente en el marco de una organización regional de integración económica (la UE en lo que nos interesa) y, como tal, se considere cumplido el compromiso una vez que la suma de todas las emisiones de los países miembros no supere las cantidades atribuidas a la Unión Europea en su conjunto.

nismos del Protocolo de Kioto")¹⁴ en el marco del mercado interior de la energía, el presente Plan de Fomento de las Energías Renovables constituye una herramienta fundamental para reforzar las medidas de limitación de emisiones, no sólo de CO₂, sino también de compuestos acidificantes sobre los que existen igualmente objetivos cuantificados de reducción en España en el marco de diversos acuerdos internacionales.

Desde la entrada en vigor del Convenio de Ginebra (11) sobre contaminación atmosférica transfronteriza en 1983, éste se ha visto ampliado con protocolos específicos que establecen objetivos y medidas para combatir y reducir las emisiones de contaminantes atmosféricos acidificantes: dos sobre el azufre (el Protocolo de Helsinki firmado en 1985 y el de Oslo en 1994) y el referente a los NO_x de 1988 (Protocolo de Sofía).

El objetivo de reducción de las emisiones de azufre y de sus flujos transfronterizos en al menos un 30% con respecto a 1980, establecido por el Protocolo de Helsinki, se ha cumplido¹⁵, al igual que la estabilización de las emisiones de óxidos de nitrógeno firmada y ratificada por España.

España firmó en 1991 el Protocolo de Ginebra para la reducción de las emisiones de los compuestos orgánicos volátiles (COV), o sus flujos transfronterizos, en un 30% en el año 2000 respecto a las de 1987 y, asimismo, en 1994, el 2º Protocolo de SO₂ en Oslo, que supone una reducción de las emisiones de azufre del 35% para el año 2000 con respecto a las de 1980.

También dentro del Convenio de Ginebra se encuentran muy avanzados los trabajos

previos a la firma y aprobación del 2º Protocolo de Nitrógeno (Protocolo de NOx y sustancias afines) basado en cargas y niveles críticos.

El compromiso para cada país y la Unión Europea en su conjunto que se derivaría de la firma de los anteriores acuerdos requiere de la adopción de medidas estratégicas, reglamentarias o, incluso, fiscales.

Dentro de las primeras, la estrategia contra la acidificación (12) enunciada por la Unión Europea recoge una serie de actuaciones tendentes a reducir las emisiones a la atmósfera de compuestos acidificantes provenientes mayoritariamente de la combustión de energías fósiles.

Asimismo, en el marco de dicha estrategia, se desarrolla la propuesta de directiva del Consejo relativa al contenido de azufre en combustibles líquidos y diversas directivas sobre la calidad del aire dirigidas también a dar cumplimiento a los acuerdos.

En este mismo marco, durante el presente año está prevista la presentación por la Comisión de una propuesta de directiva sobre límites máximos de emisión a escala nacional de los contaminantes acidificantes y los precursores del ozono (SO₂, NO_x, COV y NH₃).

En materia de compuestos acidificantes, la normativa ya vigente establece límites máximos de emisión a la atmósfera de dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno y partículas provenientes de instalaciones de producción eléctrica: la Directiva 88/609/CEE sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de Grandes Instalaciones de Combustión¹⁶ y la posterior Directiva 94/66/CE relativa a instalaciones de combustión nuevas de potencia comprendida entre 50 y 100 MW que consuman combustibles sólidos. Actualmente, está en discusión la propuesta de la Comisión de

¹⁴ La definición concreta de estos mecanismos (el comercio internacional de emisiones, la aplicación conjunta y el mecanismo para un desarrollo limpio), previstos en el Protocolo de Kioto y avanzados en la 4ª Conferencia de las Partes (Buenos Aires, noviembre de 1998), ha quedado aplazada para la Conferencia de las Partes (COP-6) del año 2000.

¹⁵ España no ratificó este Protocolo aunque ha cumplido con los requisitos especificados en el mismo.

¹⁶ Transpuesta a la legislación española por el R.D. 646/1991 de 22 de abril.

modificación de la Directiva 88/609/CEE que ampliará su campo de aplicación a las turbinas de gas (13).

La previsible necesidad de cumplir con los anteriores acuerdos internacionales y la incorporación de la normativa comunitaria al ordenamiento jurídico español permitirán repercutir sobre las instalaciones de generación eléctrica convencionales, a través de la instalación de dispositivos de desulfurización, al menos una parte del coste medioambiental derivado de las emisiones de compuestos atmosféricos acidificantes.

En este nuevo entorno normativo, las energías renovables cuentan con la ventaja competitiva derivada de la ausencia de emisiones de estos compuestos, con la excepción de la biomasa, para la que se establecen límites específicos en la propuesta de modificación de la Directiva sobre Grandes Instalaciones de Combustión.

3. IMPACTOS SOCIO-ECONÓMICOS

3.1 Desarrollo tecnológico y competitividad industrial

Además de un impacto favorable desde el punto de vista medioambiental y de seguridad de suministros, las fuentes de energía renovable ofrecen otras ventajas que no se encuentran normalmente entre los sistemas aplicados a energías convencionales.

Si bien muchas tecnologías renovables aún encuentran dificultades para despegar en el ámbito de la comercialización, el grado de **madurez tecnológica** y comercial es alto en el caso de las centrales minihidráulicas, los sistemas de energía solar para agua caliente, los sistemas eólicos y la combustión de productos convencionales derivados de la biomasa y los residuos. Los sistemas fotovoltaicos, solar de alta temperatura o la producción de biocombustibles a partir de biomasa presentan también un importante grado de desarrollo, pudiéndose afirmar

que Europa es líder en algunas tecnologías renovables. Esta posición de liderazgo permite aprovechar ventajas competitivas en los mercados exteriores y supone un yacimiento importante de empleo y una oportunidad para la creación de empresas y el desarrollo de nuevos sectores industriales.

El carácter intensivo en capital de las tecnologías de conversión de fuentes renovables y la no repercusión en los precios de los costes sociales y medioambientales en los cuales incurren las fuentes de energía convencionales que compiten con ellas, constituyen dos impedimentos para la competitividad comercial de las tecnologías renovables.

En aplicaciones a gran escala, las tecnologías renovables resultan relativamente intensivas en capital comparadas con las convencionales con las que compiten, si bien una vez realizada la inversión, su rentabilidad es superior, ya que los **costes de operación** asociados a fuentes convencionales están sujetos a incrementos en el precio de las fuentes primarias.

En términos de eficiencia, coste y rendimiento, existen amplias posibilidades de mejora, tanto para las aplicaciones aisladas como para los sistemas conectados a red. Estas mejoras deberán apoyarse en el uso de nuevos materiales, mejoras en los procesos de transformación y reducciones en el precio de los componentes.

La **integración de los sistemas** asociados a fuentes intermitentes, como es el caso de los sistemas solares y eólicos, a las redes de distribución actuales, junto con la reducción de costes de almacenamiento energético, puede contribuir de manera significativa a mejorar su viabilidad económica.

De forma general, pueden establecerse dos grandes prioridades en la **estrategia tecnológica** para impulsar las energías renovables: mejorar la eficiencia y rentabilidad de los propios sistemas basados en fuentes

renovables y favorecer su integración efectiva en los sistemas y redes actuales. En coherencia con estos objetivos, el sistema de primas establecido por la Ley del Sector Eléctrico persigue garantizar la rentabilidad de las instalaciones que utilicen fuentes renovables e impulsar su desarrollo tecnológico.

La energía es un recurso básico para la actividad industrial, ya que se usa como insumo para la transformación de materias primas y componentes en los procesos productivos y para la distribución física de productos a los mercados, además de otros usos fundamentales asociados al desarrollo del resto de actividades económicas y domésticas. Más aún, la energía es un coste de primera magnitud y clave para la competitividad en numerosos sectores industriales intensivos en su utilización, como la siderurgia, metalurgia, química, petroquímica, fabricación de cemento y materiales de construcción. Por esta razón, la industria española debe aprovechar las oportunidades que las nuevas tecnologías le ofrecen para invertir en el ahorro y la eficiencia energética, con el objeto de mejorar la **competitividad** industrial sin menoscabo de la protección medioambiental.

El fomento de las fuentes energéticas renovables produce un efecto sobre la industria de **bienes de equipo** que debe responder a los incrementos de la demanda inducidos sobre el propio sector y que se trasladarán de manera indirecta al resto de los sectores económicos.

De esta forma, junto al fomento de la competitividad, la necesidad de apoyar las fuentes de energías renovables se justifica también por su contribución a la cohesión económica y social y la sostenibilidad del entorno.

Existe además una posibilidad cierta de creación de **nuevas empresas** asociada al desarrollo de las energías renovables y, en consecuencia, de creación de empleo. La

formación de nuevos profesionales en las áreas de energías renovables se convierte en este sentido en un activo adicional para las empresas industriales, con lo que se mejorará la competitividad a través de la capacitación del capital humano y de la generación de nuevas oportunidades de inversión y de negocio internacional.

Es indudable el gran potencial inversor que presentan las energías renovables, no sólo en Europa sino en todo el mundo, de ahí que se ofrezcan oportunidades para que la industria española desarrolle tecnologías propias, innove y crezca con el tirón de los mercados exteriores. Europa es además líder en algunas tecnologías renovables, por lo que esta ventaja competitiva puede aprovecharse en estos mercados externos constituyendo una oportunidad para la creación de empresas y el desarrollo de nuevos sectores industriales.

El crecimiento de la industria de las energías renovables ha sido muy importante durante los últimos años. En el mercado internacional, la industria europea ocupa los primeros puestos tanto en lo que se refiere a la capacidad de suministro de equipamiento como financiera, de planificación y de prestación de servicios técnicos, según reconoce el propio Libro Blanco (COM (97) 599 final), lo que ofrece importantes salidas a la exportación así como posibilidades de ampliación a medio plazo¹⁷.

En España, existen alrededor de 500 empresas con actividad en el ámbito de las

¹⁷ El propio Libro Blanco (COM (97) 599 final) se hace eco de las oportunidades empresariales que se derivan de las expectativas de crecimiento del consumo de energía en países terceros de Asia, América Latina y África que pueden satisfacerse con energía renovable. Para el año 2010, la CE estima que las exportaciones del sector generarán ingresos por valor de 17.000 millones de EUROS y crearán hasta 350.000 nuevos empleos. Comunicación de la Comisión, Energía para el futuro: fuentes de energía renovables, Libro Blanco para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios. Bruselas, 26.11.1997, COM (97) 599 final. Pág. 13.

energías renovables. Aunque establecidas mayoritariamente en las Comunidades Autónomas de Madrid, Cataluña, País Vasco, Andalucía y Valencia, que reúnen en conjunto cerca del 80% del total, más de la mitad incluyen a todo el Estado como área geográfica de actuación. Otras áreas de actuación preferentes son América Latina, Portugal y los países norteafricanos.

La dimensión media se reparte como indica el gráfico I.6., en el que destaca el peso de las empresas de pequeño y mediano tamaño. La presencia de PYME es preponderante, ya que más del 80% del total entran en esta categoría. Se estima que, actualmente, el volumen de negocio del sector de energías renovables en España supera los 100.000 millones de pesetas anuales.¹⁸

El gráfico I.7. muestra el número de empresas con actividad en cada una de las principales áreas tecnológicas. En el área eólica declaran actividad más de 180 empresas. En las áreas de minihidráulica, el número de empresas operativas supera las 120, mientras que, en cada una de las áreas siguientes, energía solar térmica de baja temperatura, solar fotovoltaica y residuos forestales y agrícolas, la cifra de empresas con actividad declarada es algo mayor de 100.

Respecto al tipo de actividad, el gráfico I.8. recoge la distribución entre las principales categorías. Más de la mitad de las empresas cubre el desarrollo de proyectos y la ejecución de servicios de asistencia técnica. Algo más de 100 empresas tienen actividad directa en la fabricación de equipos,

mientras que alrededor de 160 desarrollan actividad comercial en venta y distribución. Respecto a la prestación de servicios de carácter financiero, declaran esta actividad cerca de 30 empresas.

Entre los servicios de asistencia técnica, los de mayor cobertura corresponden a la instalación, mantenimiento y reparación de equipos. Algo más de 60 empresas realizan importación de equipos.

La existencia de un entramado empresarial con una presencia mayoritaria de pequeñas y medianas empresas, con alto potencial de creación de empleo y con unos activos tecnológicos y humanos que permiten el aprovechamiento de ventajas competitivas en los mercados internacionales, refuerza la necesidad y oportunidad del presente Plan de Fomento de las Energías Renovables.

3.2. Otros aspectos socioeconómicos

El despliegue de las fuentes de energía renovables puede ser una característica clave del **desarrollo regional** con el objetivo de lograr mayor cohesión social y económica¹⁹. Los fondos invertidos a escala regional en el desarrollo de las fuentes de energía renovables pueden contribuir a elevar los niveles de vida y de renta de las regiones menos favorecidas o en declive mediante la utilización de recursos locales, generando empleos permanentes a nivel local y creando nuevas oportunidades para la agricultura y la silvicultura. Las energías renovables contribuyen de esta forma al desarrollo del **potencial endógeno** de las regiones menos favorecidas, cuyos recursos naturales encuentran así una oportunidad de fomento que, de lo contrario, su

¹⁸ Según se recoge en el Libro Blanco (COM (97) 599 final), "para las nuevas tecnologías de energía renovable (es decir, las que no incluyen las grandes centrales hidroeléctricas y el uso tradicional de la biomasa), se calcula que la cifra de negocios anual a nivel internacional supera los 5.000 millones de ECU, de los que a Europa le corresponde más de una tercera parte". Comunicación de la Comisión, Energía para el futuro: fuentes de energía renovables, Libro Blanco para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios. Bruselas, 26.11.1997, COM (97) 599 final. Pág. 6.

¹⁹ Así queda recogido en la Comunicación de la Comisión – Energía para el futuro: fuentes de energía renovables – Libro Blanco para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios". Bruselas, 26.11.1997. COM (97) 599 final.

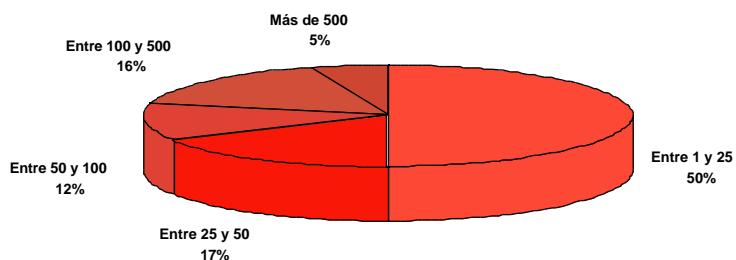
viabilidad económica haría difícil aprovechar, y, como consecuencia de ello, a la reducción de las disparidades regionales

No obstante, la materialización de las ventajas que reportarán las energías renovables a nivel local y regional requiere un

esfuerzo financiero y de promoción por parte de dichas Administraciones que se hace imprescindible, asimismo, para la consecución de los objetivos energéticos recogidos en el Plan.

Gráfico I.6.

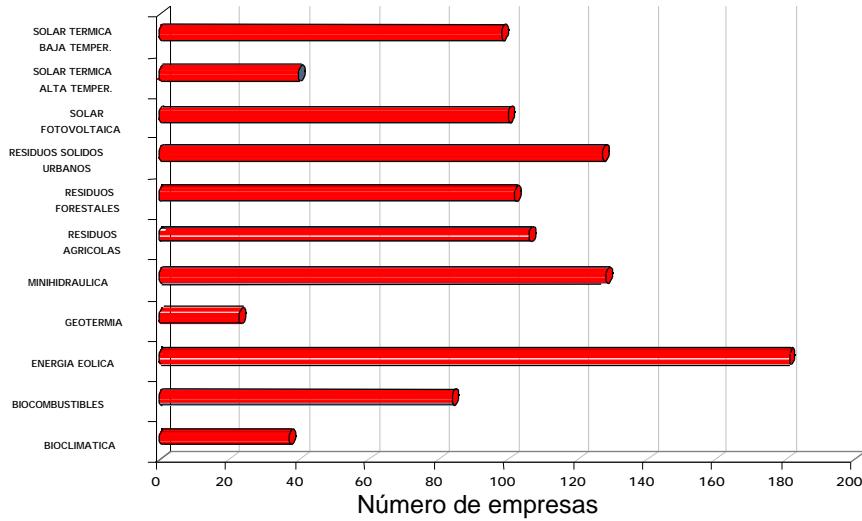
Estructura de las empresas del sector de energías renovables por número de empleados



Fuente: IDAE.

Gráfico I.7.

Estructura del sector por áreas tecnológicas

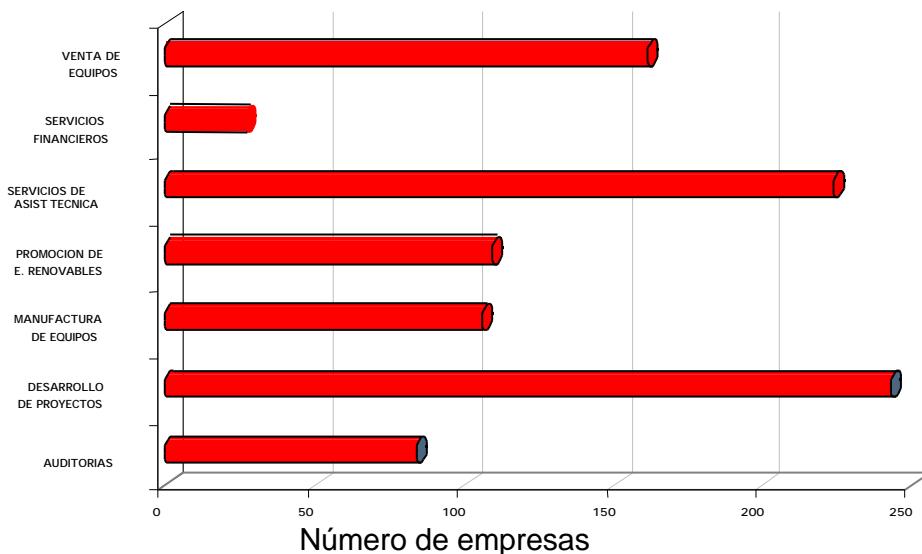


Fuente : IDAE.

NOTA: Una misma empresa puede cubrir más de un área tecnológica.

Gráfico I.8.

Estructura del sector por tipo de actividad



Fuente : IDAE.

Nota: Una misma empresa puede desarrollar más de un tipo de actividad

También el mercado asociado a las energías renovables contribuye de forma efectiva a la **creación de empleo**, sobre todo en el ámbito de las pequeñas y medianas empresas²⁰.

El efecto positivo sobre el empleo de la penetración de las fuentes de energía renovables se incrementa a su vez como consecuencia de que los nuevos puestos de trabajo creados se localizan mayoritariamente en áreas geográficas donde se produce una escasez de oportunidades laborales. En particular, debido a las características propias de la generación con fuentes renovables, el empleo creado suele encontrarse localizado en zonas rurales con elevado nivel de desempleo, contribuyendo con ello al crecimiento equilibrado de las regiones (14).

La calidad y el tipo de empleos generados varían en función de cada tecnología y, así,

la biomasa tiene la particularidad de crear abundante empleo en la producción de materias primas.

Pero para la evaluación de la generación neta de empleo que se produce como consecuencia del desarrollo de las energías renovables, debe tenerse en cuenta no sólo el **empleo directo** creado en las actividades de fabricación, construcción y operación de las instalaciones renovables, sino también el **empleo indirecto** originado por las mismas. Este efecto indirecto se produce, fundamentalmente, como consecuencia de los gastos ocasionados durante las etapas de fabricación, construcción y operación, que se traducen en aumentos de la demanda de bienes procedentes de otras actividades o sectores económicos y, por tanto, de la renta y el empleo en estos sectores.

En el entorno de los países europeos, se han realizado diversas estimaciones sobre el potencial de creación de empleo de las tecnologías renovables basadas en el análisis de inversiones concretas, ya que se

²⁰ Según señala el Comité de las Regiones en su dictamen sobre el Libro Blanco (COM (97) 599 final), "a igual potencia instalada se crean hasta cinco veces más puestos de trabajo que en las tecnologías energéticas tradicionales". Dictamen del Comité de las Regiones sobre la "Comunicación de la Comisión – Energía para el futuro: fuentes de energía renovables – Libro Blanco para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios". D.O.C.E. 13.10.98.

dispone de cifras reales en los sectores que han alcanzado un determinado nivel de desarrollo. No obstante, no resulta fácil prever con fiabilidad valores netos de creación de empleo como consecuencia de las inversiones en energías renovables.

Dentro del estudio TERES II realizado en 1996 para la Comisión Europea en el marco del programa ALTENER (15), se llevaron a cabo estimaciones detalladas del potencial de empleo existente. Según queda recogido en el propio Libro Blanco de la Comisión Europea, los resultados de este estudio apuntaban una cifra de 500.000 empleos netos para el año 2010 en la Unión Europea, creados directamente por el sector de las energías renovables e indirectamente por otros sectores que lo abastecen, y descontadas las posibles pérdidas de empleo de otros sectores energéticos (16).

También dentro del programa ALTENER, en julio del presente año, se han presentado los primeros resultados de un estudio específico para la medición del impacto de las energías renovables en el empleo y el crecimiento económico, en el que han participado varias agencias europeas, entre ellas, el IDAE (17).

La importancia de la problemática relativa al empleo en la Unión Europea, y particularmente en España, y la actualidad de los resultados que proporciona este trabajo, justifican la inclusión y difusión en el presente Plan de las principales conclusiones del mismo.

Este estudio analiza los efectos sobre el empleo derivados de la penetración de las diversas tecnologías en los países de la Unión Europea; para ello, se realiza una aproximación input-output que permite cuantificar dichos efectos y proporciona

estimaciones de los nuevos empleos creados en un período dado.

La metodología empleada permite estimar no sólo los empleos directos creados en la industria que podríamos denominar de las energías renovables²¹, sino también aquéllos creados en otras industrias o sectores económicos que las abastecen, las posibles pérdidas de empleo en los sectores energéticos tradicionales y el efecto, asimismo, de las importaciones y exportaciones de tecnologías renovables entre los países de la Unión Europea²².

Sobre la base de que la producción de energías renovables se multiplicará por un factor de 2,5 en el período 1995-2020, lo que supone que un 8,2% de la energía de la Unión Europea en este último año provenga de fuentes renovables —un 10,3% si se incluye la hidráulica de más de 10 MW y geotérmica, no consideradas en el estudio—, aproximadamente 900.000 nuevos empleos se crearán en los 15 Estados miembros en ese período, de los cuales más de medio millón serán empleos directos.

La combustión de biomasa —residuos agrícolas, forestales e industriales y cultivos energéticos—, tanto para usos finales como para la producción de electricidad o en la forma de cogeneración, se incrementa en más de un 170% en el período de análisis; asimismo, la nueva potencia instalada en plantas eólicas asciende a 50.000 MW, de los que 9.000 MW corresponden al incremento de la capacidad en España.

Tomando como base para las extrapolacio-

²¹ Incluyendo un amplio abanico de empresas que operan en la producción y transformación de metales, química o electrónica, en la prestación de servicios financieros y consultoría.

²² En este último aspecto, no obstante, el propio estudio señala que las cifras aportadas deben tomarse con cautela —en España, son las energías eólica y minihidráulica las que mayoritariamente contribuirán a la creación de empleo como consecuencia de la exportación a otros países miembros—.

nes posteriores los ratios que aparecen en la tabla I.4. —procedentes del análisis de instalaciones-tipo en nuestro país— y bajo la hipótesis de que la producción de energía de todas las fuentes renovables se multiplicará en España por 1,9, el estudio

llega a las estimaciones de empleo directo e indirecto por áreas tecnológicas que se recogen en la tabla I.5. y que, a nivel agregado, ascienden a más de 80.000 nuevos empleos en el año 2020.

Tabla I.4. Creación de empleo estimado asociado a cuatro instalaciones tipo en España.

Tecnología	Tipo de Instalación	Empleos C/I	Empleos O/M
Eólica	20 MW	260 EE/I (25% directos)	4 EE/I (directos)
Minihidráulica	1,7 MW	18,6 EE/MW (40% directos)	0,4 EE/MW (directos)
Solar Térmica	100 m ² (Grandes Instalaciones) 2-4 m ² (Familiar)	0,1 EE/Mpta. (directos e indirectos)	0,01 EE/Mpta. (directos)
Fotovoltaica	1 kWp	82,8 EE/MW (directos)	0,2 EE/MW (directos)

C/I: Construcción e Instalación.

O/M: Operación y Mantenimiento.

EE: Empleos equivalentes a 1800 horas de trabajo anuales, 35 horas semanales.

EE/I: Empleos equivalentes creados para el total de la instalación.

EE/MW: Empleos creados por megawatio instalado.

EE/Mpta: Empleos creados por millón de pesetas de inversión.

Fuente: IDAE

Tabla I.5. Creación de empleo neta en la Unión Europea-15 y España sobre 1995.

Tecnología	Unión Europea-15		España	
	2010	2020	2010	2020
Solar térmica	7.390	14.311	2.264	3.866
Solar fotovoltaica	-1.769	10.231	849	2.694
Solar termoeléctrica	649	621	649	621
Eólica	12.854	28.627	7.701	8.480
Minihidráulica	-995	7.977	1.732	3.125
Biocarburantes	70.168	120.285	3.007	6.103
Biogás	27.582	37.271	340	728
Biomasa	128.395	165.860	7.446	11.536
Producción de biocombustibles	416.538	515.364	20.982	47.245
TOTAL	660.812	900.546	44.970	84.397

Fuente: "The Impact of Renewables on Employment and Economic Growth", Proyecto ALTENER.

En definitiva, las principales conclusiones de este trabajo para España se resumen en los siguientes puntos:

- Sólo los empleos directos generados por el crecimiento de las energías renovables pasan, respecto a 1995, de 18.000 en el año 2005 a más de 44.000 en el año 2020 (más de la mitad de los 84.000 empleos totales generados hasta esa fecha).
- De los 84.000 nuevos puestos de trabajo estimados hasta el año 2020, 47.000 son atribuibles al incremento en la producción de biocombustibles.
- La mayoría de los empleos creados al final del período se localizan en el sector agrícola —cerca de 45.000—.
- Las pérdidas de empleo en los sectores energéticos tradicionales —del orden de 3.000 en el año 2020— son ampliamente compensadas por los nuevos puestos de trabajo creados en el sistema económico como consecuencia de la penetración de las energías renovables.

Sobre estos datos y conclusiones cabe hacer la salvedad de que han de interpretarse siempre como el resultado de las hipótesis de producción térmica y eléctrica con fuentes renovables del estudio citado y, por tanto, nunca como el resultado de la aplicación y el cumplimiento de los objetivos del presente Plan de Fomento.

Las previsiones de producción eléctrica de origen eólico, de producción solar térmica y de uso de biocarburantes recogidas en el Plan para el año 2010 duplican las de este estudio, por lo que, en una primera aproximación al impacto del Plan en la creación de empleo, podrían apuntarse resultados en términos de nuevos puestos de trabajo

al menos superiores para esas áreas en la misma proporción.

Pero además, los objetivos de crecimiento de la producción energética con biomasa recogidos en el Plan podrían dar lugar en términos de empleo a cifras muy superiores a las de la tabla I.5., incluso del orden de 150.000 empleos netos para el período 1998-2010, dado el alto volumen de empleo asociado a esta tecnología, tanto en las instalaciones de combustión como en la producción del combustible²³.

Las consideraciones anteriores sobre los objetivos de producción de biocombustibles del Plan y las estimaciones para otras áreas —fundamentalmente, eólica, solar térmica y termoeléctrica—, superiores también a las del estudio de referencia, permiten afirmar, aun con la debida cautela, que **el volumen de empleo creado como consecuencia del cumplimiento de los objetivos del Plan podría ascender a 200.000 nuevos puestos de trabajo en el año 2010** —sobre las cifras de 1998—²⁴.

Estos números deben considerarse tan sólo una primera aproximación al impacto del presente Plan en el mercado de trabajo español, dado que la extrapolación de los resultados del proyecto ALTENER a los objetivos del mismo no resulta fácil. No obstante, se consideran suficientes para confirmar el efecto positivo de las inversiones en energías renovables sobre el empleo y el crecimiento económico, y abundan en la conclusión de que las energías reno-

²³ El objetivo de incremento de la producción eléctrica con biomasa del Plan para el período 1999-2010 se cifra, en términos de energía primaria, en 5.100 ktep; este incremento resulta, aproximadamente, 10 veces superior al de la producción energética total con biomasa del estudio realizado para la Comisión.

²⁴ Nótese que las cifras de producción con renovables de los estudios realizados a nivel comunitario no son suficientes para alcanzar el objetivo del 12% establecido por el Libro Blanco de las Energías Renovables para el año 2010. La adopción de medidas para la consecución de ese objetivo a nivel nacional —entre ellas, las recogidas en el presente Plan de Fomento— se traducirá, indudablemente, en cifras también más elevadas en términos de empleo.

vables ofrecen importantes oportunidades para la generación de empleo, no sólo en la agricultura, sino también en la industria que puede denominarse de las energías renovables, que abarca un amplio y heterogéneo grupo de empresas en diversos sectores productivos.

Se concluye con ello la necesidad de poner en marcha medidas proactivas en favor de las energías renovables, dado que, como ya reconocía la propia Comisión Europea en el Libro Blanco, la adopción de tales medidas contribuirá a la creación de nuevas oportunidades de empleo.

4. CONCLUSIONES

El presente Plan de Fomento de las Energías Renovables se desarrolla ante la necesidad de dar respuesta al compromiso que emana de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico con el objetivo de lograr que las energías renovables cubran en el año 2010 el 12% del balance energético. Dicha ley diseña un marco legal en el que operan las instalaciones de generación eléctrica con fuentes renovables sobre la base de que el apoyo a dichas fuentes es necesario dada su contribución a los principales objetivos de la política energética nacional: la diversificación de las fuentes primarias para garantizar la seguridad del suministro, la eficiencia en su utilización y el respeto al medio ambiente.

Globalmente y considerando todas las categorías de impacto y ciclo de vida de las diferentes opciones de producción eléctrica, puede afirmarse que las energías renovables tienen un menor impacto medioambiental que las energías convencionales.

El cumplimiento de los acuerdos internacionales firmados por España en materia medioambiental requiere, asimismo, del

presente Plan de Fomento de las Energías Renovables. El Protocolo de Kioto obliga a España a no incrementar sus emisiones de gases de efecto invernadero por encima del 15% en los años 2008-2012 sobre los niveles de 1990.

El ahorro de emisiones de CO₂ derivado de la ejecución del presente Plan se ha estimado entre 19,5 y 41,5 millones de toneladas en el año 2010, considerando que las fuentes renovables contempladas en el mismo sustituirán, respectivamente, al gas natural o al carbón para la generación de electricidad.

La contribución positiva de la generación eléctrica con fuentes renovables al cumplimiento de la normativa comunitaria relativa a la limitación de las emisiones a la atmósfera de compuestos acidificantes justifica asimismo la elaboración del presente Plan.

En un mercado liberalizado, la exclusión de los costes sociales y medioambientales del mecanismo de formación de los precios de la energía, impide que éstos reflejen el coste total de la generación de un kWh eléctrico: la progresiva internalización de estos costes permitiría anticipar la penetración de las energías renovables en los mercados y asegurar su viabilidad económica.

El sistema de primas previsto en la Ley del Sector Eléctrico para los autoproductores y productores de energía eléctrica con fuentes renovables en instalaciones de menos de 50 MW, tiene por objetivo mejorar la rentabilidad de las instalaciones de producción eléctrica con fuentes renovables e impulsar su desarrollo tecnológico.

Las inversiones en tecnologías renovables representan un factor clave para la competitividad industrial en un sector en el que

operan ya alrededor de 500 empresas, mayoritariamente PYME.

La formación y capacitación de nuevos profesionales en estas áreas, en las que Europa ocupa una posición de liderazgo en los mercados internacionales, constituye un activo adicional para estas empresas.

El carácter disperso de las energías renovables contribuye además al desarrollo de las zonas rurales más desfavorecidas, creando empleo en las regiones donde las tasas de desempleo son más elevadas.

En definitiva, las medidas dirigidas a fomentar el uso de las energías renovables en España, además de apoyar objetivos básicos de la política energética y de facilitar el cumplimiento de normativas de carácter medioambiental, crean oportunidades para la inversión en nuevas actividades económicas, contribuyendo paralelamente a la cohesión económica y social y a un desarrollo económico sostenible.

5.- REFERENCIAS

- (1) Datos procedentes de la Comunicación de la Comisión, Energía para el futuro: fuentes de energía renovables, Libro Blanco para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios. Bruselas, 26.11.1997, COM (97) 599 final. Pág.5.
- (2) Comunicación de la Comisión. Energía para el futuro: fuentes de energía renovables. Libro Verde para una estrategia comunitaria. Bruselas, 20.11.1996. COM(96) 576 final. No obstante este objetivo global, el Parlamento Europeo en su resolución sobre el Libro Verde propone como objetivo una participación de las fuentes de energía renovables en el balance energético de la Unión Europea del 15% para el año 2010 (PE 221.398 /def) -recogido en el Libro Blanco para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios (COM (97) 599 final), que confirma el objetivo orientativo del 12% para el año 2010-. En el mismo sentido se ha manifestado el Comité de las Regiones, que "considera posible elevar dicha proporción al 15% si se hace simultáneamente un esfuerzo en el ámbito de la eficiencia energética y del uso racional de la energía". Dictamen del Comité de las Regiones sobre la Comunicación de la Comisión, Energía para el futuro: fuentes de energía renovables, Libro Blanco para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios, D.O.C.E. 13.10.98.
- (3) Comunicación de la Comisión, Energía para el futuro: fuentes de energía renovables, Libro Blanco para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios, Bruselas 26.11.1997 COM (97) 599 final. Pág. 20. Sobre las medidas que deben articularse para fomentar el desarrollo de las energías renovables en un mercado liberalizado, el Comité de las Regiones en su dictamen sobre el Libro Blanco de fecha 13.10.98, declara que éstas "han de tener siempre un carácter de «discriminación positiva», tanto en el acceso a las redes como en la retribución de la energía exportada".
- (4) Benign Energy? The Environmental Implication of Renewables. Agencia Internacional de la Energía, París 1998.
- (5) Externalities of Fuel Cycles (ExternE). Economic Valuation of Impacts. CIEMAT, Madrid 1998.
- (6) "ExternE", proyecto desarrollado por diversos institutos de investigación europeos. Programa Joule-DG/XII. CIEMAT, 1997. "Análisis de Ciclo de Vida de la generación de un kWh eléctrico", realizado por la Asociación de Pequeños Productores y Autogeneradores. Appa, 1998.
- (7) El Comité de las Regiones declara en este sentido que "las ventajas de las energías renovables deben quedar cla-

- ramente reflejadas, esto es, los beneficios sociales y ecológicos deben reflejarse en las tarifas” y, más adelante, que “el conjunto del sistema fiscal actual impide una asignación óptima de los recursos (sobre todo en el ámbito de la energía). La internalización de determinados costes externos (como exige el Libro Blanco) es un elemento importante con vistas a aumentar la cuota de mercado de las fuentes de energía renovables”. Dictamen del Comité de las Regiones sobre la Comunicación de la Comisión, Energía para el futuro: fuentes de energía renovables, Libro Blanco para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios. D.O.C.E. 13.10.98.
- (8) Propuesta de Directiva del Consejo por la que se reestructura el marco comunitario de imposición de los productos energéticos. COM (97) 30 final de 12 de marzo de 1997.
- (9) Concretamente, el 76%, considerando las emisiones de metano y óxido nitroso derivadas del procesado de la energía. Segunda Comunicación Nacional de España para la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Ministerio de Medio Ambiente. Secretaría General Técnica. Serie monografías.
- (10) Conclusiones del Consejo sobre la estrategia comunitaria respecto al cambio climático, 3 de marzo de 1997. Con posterioridad, la Comisión de las Comunidades Europeas publica la Comunicación al Consejo y al Parlamento Europeo: El cambio climático. Hacia una estrategia post-Kioto. Bruselas, 03.06.1998. COM (1998) 353 final.
- (11) Convenio sobre Transporte a Larga Distancia y Transfronterizo de Contaminantes Atmosféricos (UN/ECE LRTAP, United Nations, Economic Commission for Europe, 1979 Conven-
- tion on Long-Range Transboundary Air Pollution).
- (12) COM (97) 88 final.
- (13) COM (1998) 415 final
- (14) De acuerdo con el Dictamen del Comité de las Regiones sobre el tema “Cambio climático y energía” (15/12/97), los “programas de fomento de las energías renovables contribuyen asimismo a mejorar la vertebración de la Unión Europea en la medida en que posibilitan un crecimiento equilibrado de las regiones y estimulan la creación de empleo de carácter local”.
- (15) “The European Renewable Energy Study”, TERES II, P. Joule, 1996, recogido en el Libro Blanco (COM (97) 599 final), pág. 13.
- (16) El Libro Blanco (COM (97) 599 final) proporciona asimismo las cifras de empleo obtenidas en otros estudios sectoriales realizados por la propia industria. Así, la Asociación Europea de Energía Eólica (EWEA) estima entre 190.000 y 320.000 los puestos de trabajo creados de aquí al 2010 si la capacidad eólica instalada alcanza 40 GW; la Asociación Europea de la Industria Fotovoltaica APIA (AEIF) en 100.000 los empleos a los que equivaldría una potencia de 3GWp en el 2010 y la AEBIOM (Asociación Europea pro Biomasa) que el empleo en este sector podría aumentar hasta el millón de puestos si se explota completamente el potencial de la biomasa. COM (97) 599 final, pág. 13.
- (17) “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, EUFORIS, Observ'ER y algunas agencias nacionales y regionales de la Unión Europea.

CONTEXTO ENERGÉTICO Y PERSPECTIVAS EN EL HORIZONTE DEL PLAN

CAPÍTULO 2

PLAN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Diciembre 1999

1. EL CONTEXTO ENERGÉTICO

Muchos son los factores de tipo social, político, técnico y económico que están modificando las pautas de consumo de energía, al tiempo que modifican sus formas de producción y abastecimiento.

La demanda de energía aumenta, ya que su evolución depende no sólo de la actividad económica y de las condiciones climáticas, sino también de la tendencia a satisfacer un mayor número de necesidades.

En nuestro país esta última tendencia está quedando patente en el último cuarto de siglo y todo hace prever que seguirá dejándose notar con fuerza en los próximos años. El proceso de equipamiento familiar ha consolidado la universalización de algunos electrodomésticos mientras otros se encuentran en fase de penetración. La fuerte expansión del automóvil en este periodo es también fiel reflejo de esa tendencia, como lo es la importancia creciente de los sistemas de calefacción y, más recientemente, de aire acondicionado.

Pero muchas más cosas han cambiado en el panorama energético durante los últimos 25 años, tanto en las fuentes de energía utilizadas y en las políticas de eficiencia energética, como en la estructura empresarial del sector y la apertura a la competencia. Así, cuando tras un largo periodo de estabilidad internacional de los precios del crudo, se desencadenó, a finales de 1973, la primera crisis del petróleo¹, España tenía una estructura energética muy poco diversificada y con una enorme preponderancia de esa materia prima (de origen exterior en su práctica totalidad), con un peso cercano

¹ El precio del barril de petróleo importado en España pasó de 3,5 \$ en septiembre de 1973 a 11,9 \$ en mayo de 1974, según datos de la Subdirección General de Previsión y Coyuntura del Ministerio de Economía y Hacienda.

a las tres cuartas partes del consumo de energía primaria, mientras que en la actualidad el petróleo representa alrededor del 55% de nuestro consumo primario.

A pesar de la fuerte subida del precio del crudo en la primera mitad de los setenta, es el comienzo de los ochenta el que marca el punto de inflexión en la política de conservación y eficiencia energética en España.

En los años precedentes, tras la primera crisis internacional del petróleo, se había iniciado el estudio de fórmulas que permitieran una mayor eficiencia en el uso de la energía y una reducción de la dependencia energética exterior, pero fueron años caracterizados por un intenso cambio social y político que desplazaban del primer plano los problemas energéticos y dificultaban la adopción de medidas en el orden económico.

España, por tanto, se sumó de forma tardía al tren de la eficiencia energética que desde diferentes instancias occidentales y, en especial, desde la Agencia Internacional de la Energía, se había puesto en marcha a partir de mediados de los setenta.

La segunda crisis energética² acelera la necesidad de hacer frente a la subida de los precios del crudo, y desde finales de 1980 se empiezan a tomar medidas, tanto en el plano institucional como en el privado, de mejora de la eficiencia energética y reducción de la dependencia exterior. Así, la promulgación de la Ley 82/1980 de Conservación de la Energía, es el verdadero punto de partida en esta materia en nuestro país.

Desde entonces y, en cierta medida, bajo la orientación de esa ley, se han puesto en

² De abril de 1979 a abril de 1980 el petróleo importado en España pasó de 14,8 \$/barril a 30,5 \$/barril, según datos de la Subdirección General de Previsión y Coyuntura del Ministerio de Economía y Hacienda.

marcha distintos programas de ámbito nacional, regional y, desde 1986, comunitario, que han promovido la eficiencia energética y la diversificación de fuentes.

Por lo que respecta a las energías renovables, una perspectiva histórica más larga facilita la interpretación de las transformaciones habidas y las que en este Plan se proponen. Han ido perdiendo peso, en términos relativos, las más clásicas (y lo seguirán haciendo, previsiblemente), energía hidroeléctrica y las formas tradicionales de utilización de la biomasa³, mientras que otras, como la eólica, las nuevas aplicaciones de la biomasa, la solar o los biocarburantes, han de recibir un fuerte impulso para aumentar la participación de las energías renovables a la vez que cubren el hueco que dejan las primeras, en un marco de crecimiento de la demanda. Así, mientras a mediados del presente siglo, las tres cuartas partes de la producción de electricidad eran de origen hidráulico, a mediados de los setenta su participación se situaba alrededor del 30% y, en la actualidad representa menos del 20%.

En el plano internacional, no son pocos los cambios que están afectando a una Europa y a un mundo en plena transformación, y no sólo desde el punto de vista energético, sino también político y económico. Con respecto a este último, el proceso de globalización económica y de integración europea va haciendo a las economías nacionales más interdependientes y va aumentando el ritmo del comercio mundial, mientras la tecnología experimenta avances muy rápidos.

Por otro lado, la concentración de las reservas probadas de petróleo en Oriente Medio y de las de gas natural en la antigua Unión Soviética y en Oriente Medio, hace a

³ No obstante, energía hidroeléctrica y biomasa siguen constituyendo el grueso de la aportación de las energías renovables.

estos combustibles fósiles, especialmente al primero, muy sensibles ante posibles oscilaciones de precios.

La creciente preocupación nacional e internacional por preservar el medio ambiente y, en particular, la preocupación ante las posibles consecuencias ambientales, sociales y económicas del cambio climático, es otro factor que está empezando a introducir cambios en las formas de usar la energía.

Igualmente, el proceso de liberalización de los sectores energéticos emprendido en España, como en los países de nuestro entorno, ha de producir importantes transformaciones en los sectores energéticos.

Por todo ello, analizar con detalle los diferentes usos de la energía, así como los factores que inciden en él, resulta básico para vislumbrar la posible evolución futura y establecer e integrar los objetivos del Plan de acuerdo con las perspectivas de evolución de la estructura energética general.

Si cualquier trabajo de prospectiva entraña incertidumbre, el complejo conjunto de factores que afectan a las perspectivas energéticas, aconseja abordar el análisis mediante la definición de escenarios diferentes más que a través de un procedimiento de previsión única. El equilibrio entre la necesidad de acotar la incertidumbre y el análisis ha llevado al diseño y simulación de dos escenarios diferentes que den lugar a una banda de evolución razonable de los consumos energéticos en España hasta el año 2010.

2. ESCENARIOS DE EVOLUCIÓN

Los trabajos de prospectiva se han abordado, por tanto, mediante el diseño de dos escenarios de evolución energética hasta el año 2010, denominados Tendencial y Ahorro Base. Ambos

comparten proyecciones de población y crecimiento económico⁴ tanto a nivel agregado como sectorial, mientras que presentan diferencias en las hipótesis de evolución de los precios internacionales de la energía y en las actuaciones encaminadas a una mayor eficiencia energética y protección medioambiental.

La Tabla II.1. presenta la evolución de la población y del Producto Interior Bruto (PIB) contempladas en los escenarios, junto a valores de evolución histórica.

En población, supone un ligero crecimiento hasta el año 2010, mientras que el PIB suaviza su evolución con respecto al periodo 1995 a 2000.

En relación con los precios del crudo, la incertidumbre existente en los mercados internacionales aconseja establecer evoluciones diferentes en los dos escenarios de simulación, lo que constituye una característica diferenciadora de ambos ajena a las decisiones nacionales de política energética. El Gráfico II.1. recoge, junto a la evolución seguida por el precio internacional del petróleo desde 1975 hasta la actualidad, la evolución futura para ambos escenarios, con precios expresados para todo el periodo en \$ constantes de 1995 por barril.

La evolución del crudo considerada en el Escenario *Tendencial* se sitúa en niveles próximos a los de las previsiones más recientes realizadas por los principales organismos internacionales⁵, mientras que la del Escenario Ahorro Base se encuentra en la banda alta de las de algunos de ellos⁶.

⁴ La población corresponde a las Proyecciones de la Población de España calculadas a partir del Censo de Población de 1991 publicadas por el INE. El crecimiento económico corresponde al escenario aportado por el Ministerio de Economía y Hacienda (MEH) al Grupo de Prospectiva Energética IDAE-MINER-MEH.

⁵ La previsión para el periodo 2000-2010 en el Escenario *Tendencial* recoge la evolución de los precios considerada por la D.G. XVII (CE) en su estudio *European Energy to 2020*.

⁶ La previsión al 2010 del Escenario Ahorro Base se corresponde con el escenario alto publicado en Annual Energy Outlook 1999 del Departamento de Energía de EE.UU. (U.S.

Por lo que respecta a la evolución de consumos y a la eficiencia energética, en síntesis, puede afirmarse que el Escenario *Tendencial* proyecta hacia el futuro las pautas de consumo que se han venido registrando durante los últimos años, adaptándolas en función de variables básicas de escenario, como los precios energéticos, la población o el crecimiento económico, así como de los cambios que se estima se producirán de forma autónoma, sin modificaciones significativas de las políticas de eficiencia energética o medioambiental.

El Escenario *Ahorro Base*, sin embargo, contempla una intensificación con respecto al pasado de las actuaciones en materia de eficiencia energética, no sólo por los mayores crecimientos de los precios del petróleo y de las principales materias primas energéticas considerados en este escenario, sino también como consecuencia de la necesidad de inducir políticas más activas de eficiencia energética y protección medioambiental desde las Administraciones Públicas, así como de un mayor compromiso social en estas materias. No obstante lo anterior, el Escenario *Ahorro Base* no incorpora objetivos cuantificados de reducción de los consumos de energía o emisiones de gases, aunque es reflejo de una mayor preocupación por los problemas medioambientales y por la reducción de la creciente dependencia energética de fuentes fósiles.

En su definición original, cada escenario incorporaba un desarrollo futuro de las energías renovables⁷ acorde con las ca-

Department of Energy –DOE–), si bien las previsiones de este organismo para el año 2000 se han corregido a la baja para recoger las caídas de precios más recientes.

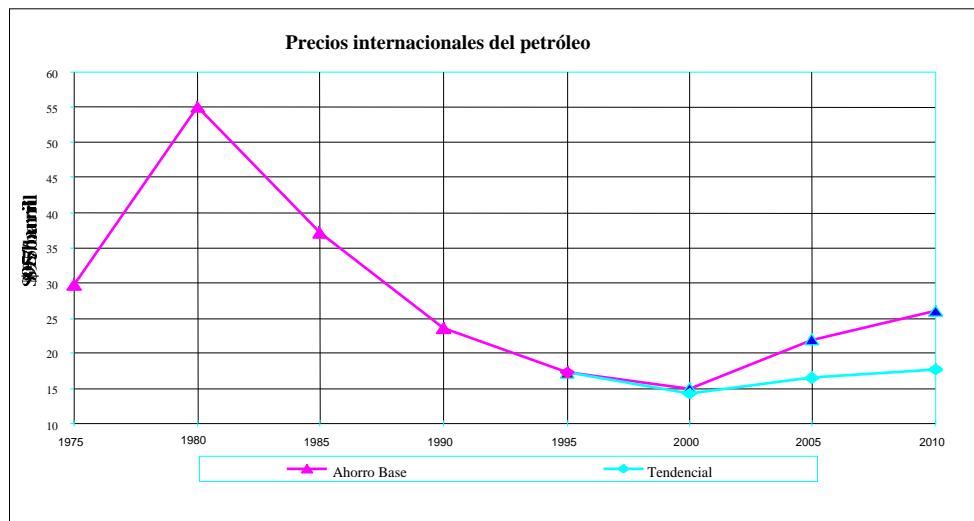
⁷ Inferiores en el *Tendencial* que en el *Ahorro Base*, pero en ambos casos por debajo del previsto en este Plan que, por su propia concepción, supone un fuerte impulso a estas fuentes de energía.

Tabla II.1.

Evolución Pasada y Escenarios de Población y Producto Interior Bruto

	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010
POBLACIÓN (millones de habitantes, a 31 dic.)	37,6	38,5	38,9	39,2	39,5	39,7	39,8
		1980-85	1985-90	1990-95	1995-00	2000-05	2005-10
PIB (% de crecimiento medio anual)		1,53	4,49	1,34	3,35	2,18	2,20
Fuente: INE/Ministerio de Economía y Hacienda.							

Gráfico II.1.



Fuente: Elaboración de IDAE con datos del MEH y de la OCDE

racterísticas del mismo, pero una vez establecidos los objetivos de este Plan, se han integrado tanto en un escenario como en otro.

3. PERSPECTIVAS ENERGÉTICAS AL 2010

Tras integrar los objetivos de este Plan en cada uno de los dos escenarios energéticos analizados, se presentan a continuación las perspectivas energéticas hasta el año 2010 en ambos escenarios. Los resultados de cada uno de ellos tienen en común los objetivos marcados de desarrollo de las energías renovables⁸, y se diferencian en la evolución seguida por el resto de las variables. Los múltiples factores que determinan las pautas de consumos energéticos aconsejan considerar los resultados de ambos escenarios como una banda de evolución razonable, desde las expectativas actuales, por la que previsiblemente discurran.

3.1. Sectores de consumo final

En primer lugar se presentan los principales resultados obtenidos para los usuarios finales de la energía, es decir, para los sectores de consumo final: la industria, el transporte, el sector residencial, los servicios y la agricultura, cuya simulación se ha hecho con el modelo de uso final MEDPRO, contemplando diferentes evoluciones sectoriales a partir del análisis de la experiencia histórica, de la situación actual y de acuerdo con las características propias de cada uno de los escenarios energéticos. El Gráfico II.2 recoge la evolución pasada y prevista del consumo final de energía.

⁸ Fruto de la puesta en marcha de este Plan y consecución de sus objetivos.

Los datos históricos se presentan en dos tramos, el primero de ellos recoge la serie 1973-1990, sin incluir el consumo de energías renovables⁹, y el segundo 1990-1998, que sí incluye estas energías¹⁰. Cabe señalar que tras la atonía económica de los primeros años de la presente década, que tuvo su reflejo en un crecimiento suave del consumo, el dinamismo posterior también lo ha tenido en el incremento del consumo de los últimos años¹¹. A partir de 1998, las dos líneas indican la evolución del consumo final en cada uno de los dos escenarios, cuyos valores, así como el desglose sectorial aparecen en las Tablas II.2. y II.3.

Mientras el Escenario Tendencial apunta hacia un consumo del orden de 108 millones de tep en el año 2010, el Escenario Ahorro Base se sitúa cerca de los 98 millones, en lo que supone una importante disminución del consumo final con respecto a la tendencia, cuya consecución requiere una intensificación de las actuaciones de eficiencia energética en todos los sectores y la atribución de un mayor protagonismo a los aspectos energéticos en la toma de decisiones.

A nivel global, tras el fuerte incremento previsto entre 1995 y 2000, el consumo final de energía crece en el Escenario Tendencial a una tasa media anual del 2% en el periodo 2000-2010, algo superior en el primer quinquenio y algo inferior en los últimos años. Por sectores, el transporte es el que alcanza mayor consumo desde el año 2005¹², aunque los crecimientos más

⁹ Básicamente biomasa.

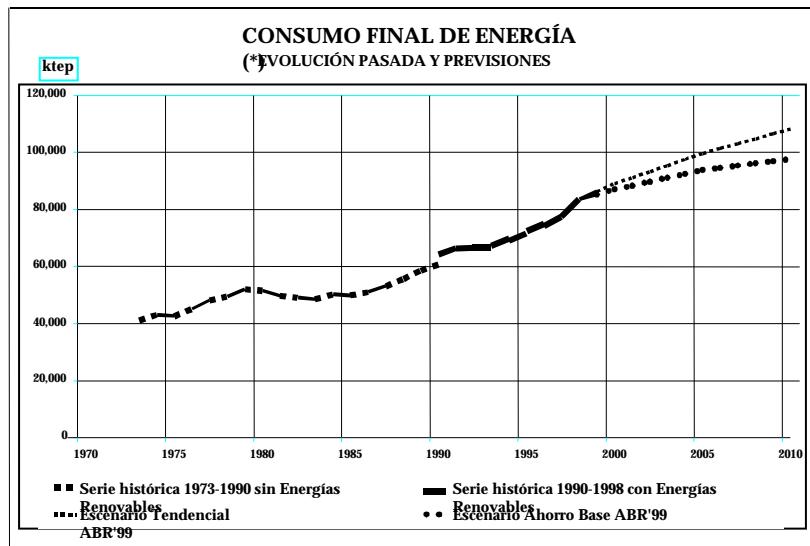
¹⁰ Por tanto el año 1990 presenta dos valores, uno con energías renovables y otro sin ellas.

¹¹ El consumo de 1998 es provisional.

¹² Hay que señalar que los datos de cada sector incluyen los consumos de los usos no energéticos, especialmente importantes en la industria. Si se excluyen, ya en 1995 el transporte consume más que la industria.

fuertes corresponden al sector servicios, seguido del transporte y el residencial.

Gráfico II.2.



(*) No incluidas las Energías Renovables hasta 1990.

Fuente: Datos históricos (1973 a 1990): MINER (Secretaría de Estado de la Energía y Recursos Minerales), e IDAE para energías renovables; Previsiones: Grupo de Prospectiva Energética IDAE-MINER-MEH

Tabla II.2.

CONSUMO FINAL POR SECTORES (ktep) ESCENARIO TENDENCIAL / PLAN		EVOLUCIÓN PASADA Y PREVISIONES							
		1975	1980	1985	1990 (1)	1995	2000	2005	2010
Industria		20.827	24.306	21.859	25.956	27.610	34.061	37.359	39.640
Transporte		12.915	15.936	15.542	22.716	26.462	32.894	37.574	41.362
Residencial		4.239	5.441	6.018	8.682	9.412	11.615	13.148	14.544
Servicios		1.942	2.513	3.006	3.886	4.712	6.305	7.437	8.655
Agricultura		2.666	3.378	3.341	3.037	3.433	4.219	4.192	4.184
TOTAL		42.589	51.574	49.766	64.278	71.629	89.094	99.711	108.385

(1) No incluidas las Energías Renovables hasta 1990 (consumo final de Energías Renovables en 1990=3608 ktep)

Fuente: Datos históricos (1975-95), MINER (Secretaría de Estado de Energía y Recursos Minerales), e IDAE para energías renovables; Previsiones: Grupo de Prospectiva Energética IDAE-MINER-MEH.

PLAN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Tabla II.3.

CONSUMO FINAL POR SECTORES (ktep)			ESCENARIO AHORRO BASE / PLAN					
EVOLUCIÓN PASADA Y PREVISIONES								
	1975	1980	1985	1990 (1)	1995	2000	2005	2010
Industria	20.827	24.306	21.859	25.956	27.610	33.290	36.012	37.547
Transporte	12.915	15.936	15.542	22.716	26.462	32.274	34.739	35.613
Residencial	4.239	5.441	6.018	8.682	9.412	11.372	12.297	12.987
Servicios	1.942	2.513	3.006	3.886	4.712	5.940	6.833	7.781
Agricultura	2.666	3.378	3.341	3.037	3.433	4.177	4.031	3.857
TOTAL	42.589	51.574	49.766	64.278	71.629	87.053	93.913	97.785

(1) No incluidas las Energías Renovables hasta 1990 (consumo final de Energías Renovables en 1990=3608 ktep)

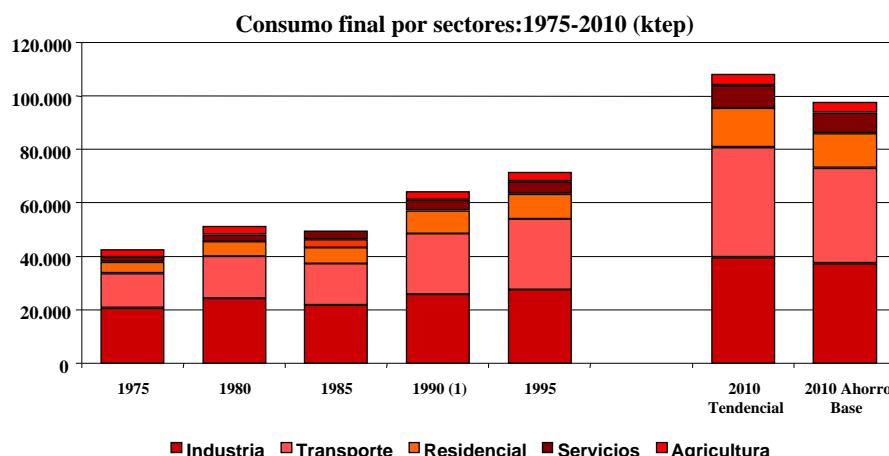
Fuente: Datos históricos (1975-95), MINER (Secretaría de Estado de Energía y Recursos Minerales), e IDAE para energías renovables; Previsiones: Grupo de Prospectiva Energética IDAE-MINER-MEH.

El Escenario Ahorro Base prevé mejoras sustanciales de la eficiencia energética con un consumo final creciendo a una tasa media anual del 1,2% entre el año 2000 y el 2010, algo mayor en la primera mitad y algo menor después, lo que implica importantes mejoras en todos los sectores. En este escenario el consumo del transporte queda por debajo del industrial (siempre que se incluyan, como en el otro escenario, los usos no energéticos, ya que sin éstos, el transporte está por encima de la industria desde 1995) fruto de una mejora sustancial del consumo de los

vehículos nuevos, de un crecimiento más débil del parque de turismos, así como de mejoras significativas en el conjunto del sector. Los servicios siguen siendo el sector que experimenta mayores crecimientos.

La evolución del consumo final entre 1975 y 1995, así como los resultados del 2010 en ambos escenarios, se presentan por sectores y por fuentes en los Gráficos II.3 y II.4.

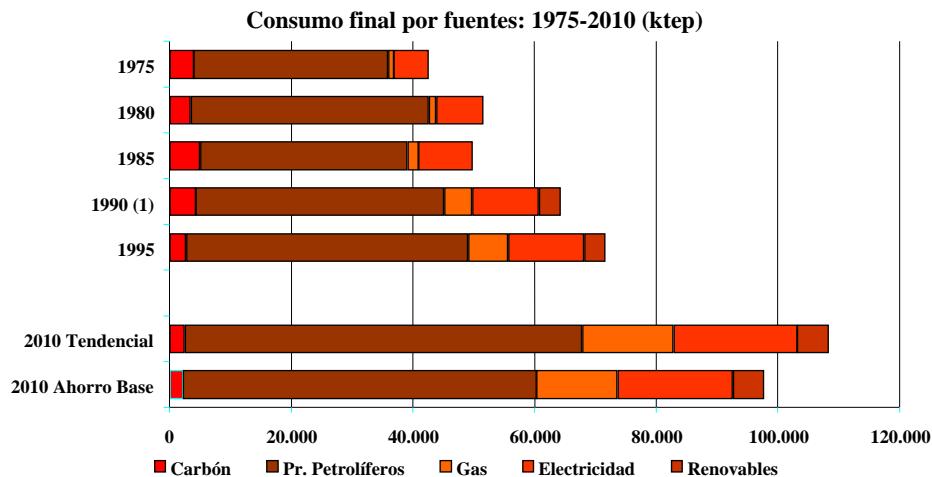
Gráfico II.3.



(1) No incluidas las Energías Renovables hasta 1990.

Fuente: Datos históricos(1975-95), MINER (Secretaría de Estado de Energía y Recursos Minerales), e IDAE para energías renovables; Previsiones: Grupo de Prospectiva Energética IDAE-MINER-MEH.

Gráfico II.4.



(1) No incluidas las Energías Renovables hasta 1990.

Fuente: Datos históricos (1975-95), MINER (Secretaría de Estado de Energía y Recursos Minerales), e IDAE para energías renovables; Previsiones: Grupo de Prospectiva Energética IDAE-MINER-MEH.

El desglose de las energías renovables utilizadas por los sectores de consumo final

actualmente, así como el previsto para el año 2010 aparece en la Tabla II.4.

Tabla II.4.

Consumo final de energías renovables: Situación actual y previsión del Plan al 2010 (ktep)

	1998 (1)	2010
Biomasa térmica	3.476	4.376
Biocarburantes (2)	0	500
Solar térmica baja temperat.	26	336
Solar fotovoltaica aislada	1	4
Geotermia	3	3
TOTAL	3.507	5.219

(1) Provisional. Datos actualizados en septiembre de 1999.

(2) Actualmente, se consumen pequeñas cantidades de biocarburantes para transporte público en proyectos piloto.

Fuente: IDAE

Como puede apreciarse, en la actualidad, es la biomasa la que cubre la práctica totalidad del consumo final de estas energías y, aunque en el año 2010 se prevé que siga siendo la más importante, resulta significativa la participación de otras fuentes, especialmente los biocarburantes y la energía solar térmica. El desarrollo previsto de las energías renovables para generación de electricidad aparece más adelante, en el epígrafe de los sectores transformadores.

3.2. Sectores Transformadores

A partir de las demandas previstas por los sectores de consumo final, que se han sintetizado en las tablas y gráficos anteriores, se han elaborado las perspectivas de evolución de los sectores transformadores, básicamente electricidad¹³ y refino, para cubrir las demandas de aquellos, en los dos escenarios. Las Tablas II.5 y II.6 reflejan los consumos recientes y los previstos para el año 2010 de los sectores transformadores en ambos escenarios analizados.

Es a la generación de electricidad a la que corresponde la mayor parte de los consumos de los sectores transformadores, ya que esa actividad lleva asociada no sólo los consumos propios en la generación de

electricidad y las pérdidas en su transporte y distribución, sino, principalmente, las pérdidas en los procesos de transformación para la electricidad generada en centrales térmicas.

Y es precisamente en generación de electricidad donde más claramente se refleja el fuerte crecimiento de las energías renovables previsto en el Plan. Las Tablas II.7 y II.8 presentan la generación actual y la prevista para el año 2010 en ambos escenarios, así como la correspondiente a la generación de electricidad con energías renovables, de acuerdo con los objetivos establecidos en el Plan.

Tal y como reflejan esas tablas, la generación de electricidad con energías renovables en el año 2010 se situaría cerca del 28% de la Generación Bruta Nacional en el Escenario Tendencial y por encima del 29% en el Ahorro Base. Con exclusión de la energía hidráulica con potencia superior a 10 MW, que apenas registra crecimiento y, a pesar del notable incremento de la demanda de electricidad y, por tanto, de la generación bruta prevista en ambos escenarios, la participación de las energías renovables en la generación nacional de electricidad pasa de representar un 4,5 % en 1998 a un 16,4% en el Escenario Tendencial y un 17,5% en el Escenario Ahorro Base, con importantes crecimientos de la generación de origen eólico y a partir de biomasa. La aportación de las diferentes áreas renovables a la generación de electricidad aparece en la Tabla II.9.

¹³ Las previsiones originales de generación de electricidad fueron elaboradas por el Grupo de Prospectiva Eléctrica MINER-UNESA-REE, a partir de la demanda final de electricidad y del desarrollo de la cogeneración previstos en los Escenarios Tendencial y Ahorro Base por el Grupo de Prospectiva Energética IDAE-MINER-MEH, así como de los objetivos provisionales del Plan, que incluían una producción de electricidad con renovables inferior en el año 2010 (unos 10.000 GWh menos). La previsión final, una vez establecidos los objetivos definitivos del Plan, aunque ha partido de las previsiones originales, ha sido hecha por el G. de Prospectiva Energética IDAE-MINER-MEH.

Tabla II. 5.

**Sectores Transformadores. Escenario Tendencial/Plan
Consumos y pérdidas en transformación, transporte y distribución de energía (ktep)**

	1995	2010
Generación de electricidad	23.510	33.773
Refino y resto	6.051	6.970
TOTAL Sect. Transformadores	29.561	40.743

FUENTE: Elaboración IDAE con datos de MINER, IDAE y Grupo de Prospectiva Eléctrica MINER-UNESA-REE.

Tabla II. 6.

**Sectores Transformadores. Escenario Ahorro Base/Plan
Consumos y pérdidas en transformación, transporte y distribución de energía (ktep)**

	1995	2010
Generación de electricidad	23.510	30.886
Refino y resto	6.051	6.300
TOTAL Sect. Transformadores	29.561	37.186

FUENTE: Elaboración IDAE con datos de MINER, IDAE y Grupo de Prospectiva Eléctrica MINER-UNESA-REE.

Tabla II. 7.

**Generación de electricidad y energías renovables: Situación actual y prevista
ESCENARIO TENDENCIAL/PLAN**

	1998 (1)	2010 (2)
Total Generación Bruta Nacional (GWh)	196.139	276.692
Generación con Renovables (%)	20,2	27,7
Renovables sin hidráulica >10 MW (%)	4,5	16,4

Fuente: Elaboración IDAE, con datos de MINER e IDAE para 1998. Para 2010 la generación bruta es la prevista por el Grupo de Prospectiva Eléctrica MINER-UNESA-REE, a partir de la demanda final de electricidad prevista para este escenario por el Grupo de Prospectiva Energética IDAE-MINER-MEH. La generación con energías renovables en 2010 es la prevista en este Plan, excepto la solar fotovoltaica aislada (42 GWh)

(1): Provisional. La generación con renovables corresponde al dato provisional de producción real, actualizado en septiembre de 1999.

(2): No incluida generación con solar fotovoltaica aislada. No incluido bombeo puro en generación con renovables.

Tabla II.8.

**Generación de electricidad y energías renovables: Situación actual y prevista
ESCENARIO AHORRO BASE/PLAN**

	1998 (1)	2010(2)
<i>Total Generación Bruta Nacional (GWh)</i>	196.139	260.063
<i>Generación con Renovables (%)</i>	20,2	29,4
<i>Renovables sin hidráulica >10 MW (%)</i>	4,5	17,5

Fuente: Elaboración IDAE, con datos de MINER e IDAE para 1998. Para 2010 la generación bruta es la prevista por el Grupo de Prospectiva Eléctrica MINER-UNESA-REE, a partir de la demanda final de electricidad prevista para este escenario por el Grupo de Prospectiva Energética IDAE-MINER-MEH. La generación con energías renovables en 2010 es la prevista en este Plan, excepto la solar fotovoltaica aislada (42 GWh).

(1): Provisional. La generación con renovables corresponde al dato provisional de producción real, actualizado en septiembre 1999.

(2): No incluida generación con solar fotovoltaica aislada. No incluido bombeo puro en generación con renovables.

Tabla II.9.

**Generación bruta de electricidad con energías renovables. Desglose por áreas
Situación actual y previsiones del Plan (1) al 2010**

	1998		2010	
	GWh	ktep	GWh	ktep
Hidráulica > 10 MW	30.753	2.645	31.129	2.677
Minihidráulica < 10 MW	5.607	482	6.912	594
Biomasa (2)	1.139	169	13.949	5.269
Residuos Sólidos	586	247	1.846	683
Eólica	1.437	124	21.538	1.852
Solar Fotovoltaica conectada a red	3,8	0,3	176	15
Solar Termoeléctrica	0	0	459	180
Biogás (2)	0	0	546	150
TOTAL	39.526	3.667	76.555	11.420

Fuente: IDAE

(1) Datos de 1998: reales provisionales (no incluida la solar fotovoltaica aislada), actualizados en septiembre de 1999. Datos de 2010, recogen los objetivos de generación de electricidad de este Plan, salvo los de solar fotovoltaica aislada, que no están recogidos en esta tabla. No incluido el bombeo puro.

(2) En 1998, el biogás incluido en biomasa.

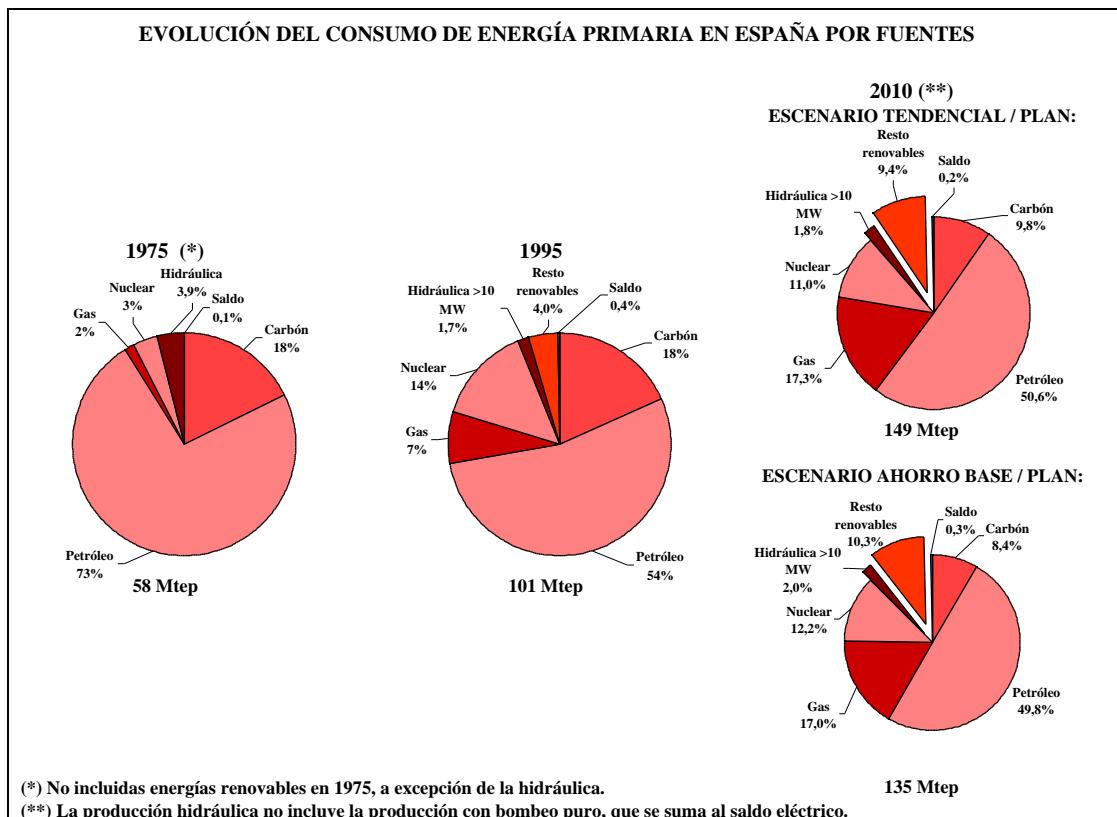
Cabe señalar, que tanto en las Tablas II. 7 y II. 8, como en la II. 9, los valores de 1998 son los datos reales provisionales de ese año, mientras que los del 2010 corresponden a la generación prevista de acuerdo con un régimen de producción medio. Por eso la generación con hidráulica>10MW presenta un valor ligeramente inferior en el año 2010, cuando sucede lo contrario si se aplican valores medios también a 1998.

3.3. Consumo de energía primaria

Una vez integrados los consumos finales de energía y los de los sectores transformadores¹⁴, el gráfico siguiente presenta la evolución pasada y prevista del consumo de energía primaria y su estructura por fuentes, reflejándose en el año 2010 la participación que alcanzarían las energías renovables, de acuerdo con los objetivos de este Plan, en cada uno de los dos escenarios energéticos simulados.

¹⁴ Incluyendo las pérdidas en transporte y distribución

Gráfico II.5.



Fuente: Elaboración IDAE con datos de MINER, IDAE y Grupo de Prospectiva Energética IDAE-MINER-MEH

Por lo que se refiere a la evolución registrada entre 1975 y 1995, el consumo de energía primaria aumentó desde una cantidad cercana a los 60 millones de toneladas equivalentes de petróleo en 1975 hasta algo más de 100 en 1995. Por fuentes, como se ha comentado brevemente en el contexto, el petróleo continúa siendo la fuente de energía más importante en nuestra estructura de consumo primario, pero con una pérdida sustancial de peso, a medida que se han ido diversificando las fuentes. También ha perdido peso la energía hidráulica, aunque

no en la proporción que refleja el gráfico, donde el dato de 1995 acusa el efecto de un año de baja hidraulicidad. Mientras, ha crecido la contribución del gas y de la energía nuclear, que tenían una participación muy reducida en 1975.

En el horizonte del año 2010, las previsiones apuntan hacia un consumo de 149 millones de tep en el Escenario Tendencial y de 135 millones de tep en el Ahorro Base, con una pérdida relativa del petróleo, la nuclear y el carbón, mientras el gas aumenta significativamente su participación.

Las energías renovables experimentan un fuerte incremento, de acuerdo con los objetivos establecidos en este Plan, que será tanto más importante, en la medida en que las necesarias actuaciones de ahorro y eficiencia energética consigan un crecimiento moderado de los consumos energéticos.

No cabe pensar en un desarrollo tan sustancial de las energías renovables, sin actuar paralelamente para suavizar los

consumos hacia los que apunta el Escenario Tendencial para la próxima década. Por ello, los objetivos del Plan se asocian al Escenario Ahorro Base, que supone una reducción importante del consumo con respecto al Tendencial y requiere políticas más activas de eficiencia energética y protección medioambiental. **El peso de las energías renovables sobre el total de energía primaria alcanza un 12,3% en el Escenario Ahorro Base.**

LAS ENERGÍAS RENOVABLES. SITUACIÓN ACTUAL Y OBJETIVOS DEL PLAN

CAPÍTULO 3

PLAN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Diciembre 1999

1. ENERGÍAS RENOVABLES CONTEMPLADAS EN EL PLAN

Las energías renovables son formas de energía no consumibles, en particular la energía hidroeléctrica, eólica y solar (tanto térmica como fotovoltaica), la biomasa y la energía geotérmica. Los residuos urbanos y otros residuos orgánicos, aunque consumibles, también suelen clasificarse como fuentes de energía renovables. La lista de energías renovables incluye además una serie de tecnologías aún en vías de experimentación o de demostración de su viabilidad económica, como la energía de las olas, de las mareas y de rocas calientes y secas" (1).

Más allá de este inventario general de energías renovables, sobre el que existe un consenso bastante generalizado, cuando se precisa una clasificación más detallada no existe actualmente una total unanimidad en el ámbito de la Unión Europea, apareciendo diversidad entre países sobre todo en la consideración de determinados recursos como los residuos sólidos urbanos, las bombas de calor, la energía solar pasiva y la gran hidráulica.

En España, dentro de los Planes de Energías Renovables que se han venido desarrollando desde el año 1986, se han incluido las áreas de minihidráulica, biomasa, residuos sólidos urbanos, eólica, solar térmica, solar fotovoltaica y geotermia. A efectos estadísticos se incluye también la gran hidráulica e incluso las centrales de bombeo, excluyendo su consumo.

Con la finalidad de delimitar el alcance de los objetivos del presente Plan, se describen brevemente a continuación cada una de las áreas consideradas.

La energía **hidráulica** procede del aprovechamiento de la energía potencial de un curso de agua, mediante la instalación de una central hidroeléctrica encargada de transformarla en energía eléctrica. Según la potencia instalada, se clasifica de la siguiente manera:

- Centrales hidroeléctricas con potencia igual o inferior a 10 MW. (Minihidráulica).
- Centrales hidroeléctricas con potencia entre a 10 MW y 50 MW.
- Centrales hidroeléctricas con potencia superior a 50 MW.

En las centrales hidroeléctricas con potencias mayores de 50 MW, el Plan de Fomento contempla únicamente la automatización de antiguas centrales.

Se considera como **biomasa**, el aprovechamiento térmico o eléctrico del conjunto de materia orgánica de origen vegetal o animal (incluyendo los materiales procedentes de su transformación natural o artificial), exceptuando los biocarburantes, el biogás y la valorización energética de residuos sólidos urbanos, que son contemplados como áreas con entidad propia, subdividiéndose del modo siguiente:

- Biomasa residual procedente de actividades agrícolas, ganaderas y forestales, así como los subproductos de industrias agroalimentarias y de transformación de la madera.
- Cultivos energéticos, de tipo herbáceo y leñoso, para producción de biomasa lignocelulósica orientada a su aplicación mediante combustión o gasificación.

En el capítulo de **biogás** se engloban los residuos biodegradables, subproductos y otros residuos, tanto sólidos como líquidos, susceptibles de ser sometidos a procesos de mecanización, para su tratamiento y posterior aprovechamiento energético del gas producido. Se incluyen por tanto los efluentes industriales, lodos de E.D.A.R. (Estación Depuradora de Aguas Residuales), residuos urbanos, y residuos ganaderos.

Los **biocarburantes** líquidos proceden de las transformaciones de cultivos vegetales, existiendo actualmente dos grandes líneas de producción diferenciadas:

- Bioetanol: Obtención de etanol a partir de la producción de cereales (trigo blando, cebada, maíz) y remolacha, materias primas con un alto contenido en azúcares simples (remolacha) o en azúcares compuestos (cereales) y excedentes vinícolas.
- Biodiesel: Producción de ésteres metílicos obtenidos a partir de cultivos con alta riqueza grasa como el girasol, la colza y otros.

Los **Residuos Sólidos Urbanos (RSU)** se originan básicamente como consecuencia de la actividad humana en el entorno doméstico, planteándose para su aprovechamiento energético procesos industriales que sean capaces de operar con la menor incidencia para la población a la que prestan servicio.

Las instalaciones **eólicas** están constituidas por un conjunto de equipos destinados a transformar la energía del viento en energía útil. Como aplicaciones básicas, se consideran dos tipos de instalaciones en función de su ubicación:

- Aisladas: Instalaciones no conectadas a red, generalmente de pequeño o mediano tamaño, cuyo servicio es la electrificación local o el suministro de energía a equipos de bombeo, desalación, etc. Pueden operar por sí mismas o acompañadas por sistemas de apoyo, fotovoltaico o diesel.
- Conectadas a red: Se incluyen en este apartado los parques eólicos, concebidos como proyectos de inversión en generación eléctrica, cuyo objeto es verter energía eléctrica a la red de distribución mediante el empleo de aerogeneradores. También se incluyen aquellas instalaciones que sirven como apoyo a la factura energética para diversos centros de consumo, que suelen estar conectadas al propio sistema de distribución energética del consumidor.

La energía **solar térmica** se produce en instalaciones destinadas a concentrar el efecto térmico de la radiación solar y transferirlo a determinados fluidos. Este efecto se consigue mediante elementos mecánicos, es decir de forma activa. De la misma manera, pero sin que se dé transferencia a ningún fluido, se puede conseguir el aprovechamiento de la energía solar de forma pasiva sin la mediación de elementos mecánicos.

Este Plan contempla el objetivo de impulsar la energía **solar pasiva** y se ha estimado el potencial de incremento de captación solar por este medio para el año 2010, pero no se suma al incremento de aportación previsto de las energías renovables.

El aprovechamiento térmico de la energía solar suele clasificarse en instalaciones de baja, media y alta temperatura, en función de que la captación sea directa, de bajo índice de concentración o de alto índice de

concentración respectivamente. En este último caso, hay que resaltar las aplicaciones de generación eléctrica (energía solar termoeléctrica).

La energía **solar fotovoltaica** es un tipo de energía basada en la aplicación del denominado efecto fotovoltaico que se produce al incidir la luz sobre materiales semiconductores, de tal modo que se genera un flujo de electrones en el interior del material y, en condiciones adecuadas, una diferencia de potencial que puede ser aprovechada.

En el nivel actual de desarrollo, las instalaciones de energía solar fotovoltaica pueden dividirse en dos grandes grupos:

- Aplicaciones aisladas, dedicadas al suministro eléctrico en emplazamientos de difícil acceso para la red eléctrica convencional. Estas aplicaciones, corresponden mayoritariamente a la electrificación de viviendas, explotaciones rurales, bombeos para riego y telecomunicaciones.
- Aplicaciones conectadas a la red, que incluyen grandes centrales de potencia y centrales fotovoltaicas basadas en pequeñas instalaciones asociadas a consumidores domésticos o industriales.

No se han contemplado, en los objetivos del presente Plan, otras tecnologías en vías de desarrollo, debido, entre otras razones, a su difícil cuantificación.

Las centrales hidroeléctricas de potencia mayor de 50 MW y la energía geotérmica contribuyen al cómputo energético global, aunque no estén recogidas dentro de la estimación de los objetivos del Plan.

2. SITUACIÓN ACTUAL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA

2.1. Visión general

En el año 1998, la aportación de las energías renovables al balance energético nacional, en términos de energía primaria, fue del 6,3%, según se desprende de los datos recogidos en la tabla III.1.

Tabla III.1.

Consumo de energía primaria en España en el año 1998¹

FUENTE	ktep	%
Petróleo	61.670	54,1
Carbón	17.659	15,5
Nuclear	15.376	13,5
Gas	11.816	10,4
Energías Renov.	7.173	6,3
Saldo Eléctrico	292	0,2
TOTAL	113.986	100,0

Metodología A.I.E. Fuente: Secretaría de Estado de Industria y Energía e IDAE.

En la tabla III.2. se recogen los datos de producción eléctrica y térmica con energías renovables durante el año 1998.

Según los usos de la energía producida, las energías renovables se dividen en dos grandes bloques: producción eléctrica y producción térmica. La participación en el total de la producción de cada uno de estos bloques es del 51,1% de producción eléctrica, siendo el resto la producción térmica (48,9%).

¹ Datos actualizados en septiembre 1999. Saldo internacional de electricidad (Imp-Exp)=292 ktep

Tabla III. 2.**Producción eléctrica y térmica con energías renovables en España, año 1998**

PRODUCCIÓN	ÁREAS	MW	GWh/año	ktep
ELÉCTRICA	Hidráulica (>10 MW)	16.220,9	30.753,4 (*)	2.644,8
	Hidráulica (<10 MW)	1.509,7	5.607,0	482,2
	Biomasa	188,8	1.139,1	168,6
	R.S.U.	94,1	585,8	247,0
	Eólica	834,1	1.437,0	123,6
	Solar Fotovoltaica	8,7	15,3	1,3
TOTAL ELÉCTRICO		18.856,3	39.537,6	3.667,5
TÉRMICA	Biomasa			3.476,2
	Solar Térmica			26,3
	Geotermia			3,4
TOTAL TÉRMICO				3.505,9
TOTAL				7.173,4

Fuente: IDAE. Comisión Consultiva de Ahorro y Eficiencia Energética.

(*) Descontando 2.587 GWh consumidos en bombeo.

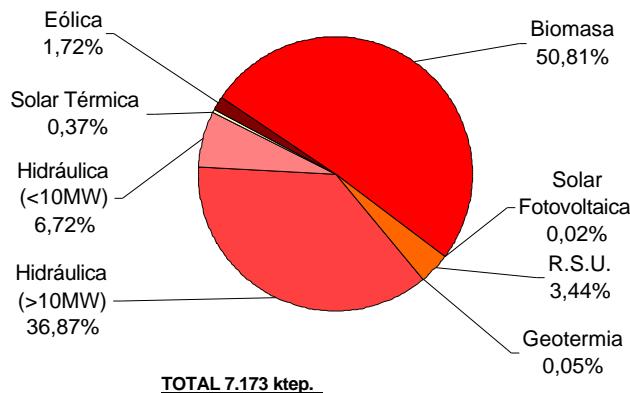
La biomasa es la energía renovable para producción térmica cuantitativamente más importante, ya que su uso en 1998 aporta el 99% del total de toneladas equivalentes de petróleo producidas. En los próximos años entrará a formar parte dentro de este balance, de modo significativo, el uso de las energías renovables en el sector del transporte, fundamentalmente por la producción de biocarburantes².

En cuanto a producción eléctrica, a 31 de diciembre de 1998, en España había instalados 18.856 MW de potencia para generación con energías renovables, que producían 39.538 GWh, de los cuales 36.360 GWh tenían origen en la energía hidráulica, cuantitativamente la más importante desde el punto de vista de producción eléctrica. Si

tenemos en cuenta que el total de la producción bruta de energía eléctrica en todo el territorio nacional en 1998 fue de 196.139 GWh, la aportación de las energías renovables supuso un porcentaje del 20,2%. Sin considerar las hidráulicas mayores de 10 MW, el porcentaje fué en el año 1998 del 4,5%.

Los 7.173 ktep de energías renovables producidos en 1998, se distribuyen como muestra el gráfico III.1. Se observa que la biomasa (50,8%) y la energía hidráulica (43,6%) son las tecnologías cuantitativamente más importantes, presentando las otras formas de energía renovables menores valores en lo referente a su participación en el cómputo global, con una contribución del 5,6%.

² Puesta en marcha a finales de 1999 de la planta de Cartagena con una producción de 100.000 m³/año de etanol.

Gráfico III.1.**Contribución de las Energías Renovables en España en 1998 (ktep).**

La tabla III.3 recoge la contribución de las Comunidades Autónomas a las diferentes áreas renovables, en términos de energía primaria para el año 1998. La biomasa recogida en esa tabla incluye los valores correspondientes a biogas y biocarburantes.

Como puede observarse, Castilla y León (1.362.322 tep), Galicia (1.264.652 tep), Andalucía (920.896 tep) y Cataluña (806.723 tep) son globalmente las que realizan una mayor aportación, representando en conjunto el 60,7% del total de la producción energética con este tipo de energías y siendo la energía hidráulica y la procedente de la biomasa las de mayor peso.

En la tabla III.4 se muestra cual es la producción eléctrica y la destinada a usos térmicos con energías renovables en las

diferentes Comunidades Autónomas durante el año 1998.

La mayor producción eléctrica con energías renovables se da en Castilla y León (10.988 GWh), y Galicia (7.255 GWh) que conjuntamente producen casi el 46% del total, fundamentalmente debido a la producción de energía con centrales hidroeléctricas.

Se aprecia también que Andalucía (736.181 tep), Galicia (630.519 tep), Castilla y León (415.052 tep) y Cataluña (290.704 tep) son las Comunidades Autónomas con mayor contribución a las energías renovables para usos térmicos.

PLAN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Tabla III.3.

Situación por Comunidades Autónomas en 1998. Energía primaria (tep)

COMUNIDAD AUTÓNOMA	HIDRÁULICA > 10 MW	HIDRÁULICA < 10 MW	BIOMASA	R.S.U.	EÓLICA	SOLAR FV.	SOLAR TER.	GEOT.	TOTAL
ANDALUCÍA/MELILLA	70.138	34.582	783.378	4.130	21.365	479	6.824		920.896
ARAGÓN	238.428	72.381	177.423		22.483	20	191		510.926
ASTURIAS	118.892	27.685	243.300		3	7	43		389.930
BALEARES			49.801	53.282	25	36	5.208		108.352
CANARIAS		631	2.608		10.541	127	4.551		18.458
CANTABRIA	24.878	15.975	48.909			5	15		89.782
CASTILLA Y LEÓN	870.241	68.166	420.286		2.927	88	614		1.362.322
CAST.-LA MANCHA	56.558	25.598	179.731		15	165	239	443	262.749
CATALUÑA	317.931	77.883	289.502	119.078	727	82	1.520		806.723
EXTREMADURA	292.667	3.754	110.452		3	43	145		407.064
GALICIA	542.614	44.084	650.947		26.874	13	120		1.264.652
LA RIOJA		14.187	34.890			1			49.078
MADRID	11.086	15.015	104.798	70.971	5	41	2.997		204.913
MURCIA	5.665	5.535	64.773		57	10	684	2.917	79.641
NAVARRA	4.338	49.322	114.029		38.532	14	447		206.682
PAÍS VASCO	20.461	17.024	180.190		5	9	52		217.741
COM. VALENCIANA	70.895	10.381	189.765		20	77	2.662	12	273.812
TOTAL	2.644.792	482.203	3.644.782	247.461	123.582	1.318 (*)	26.312	3.372	7.173.822

(*) Incluye datos No Regionalizables.

Fuente IDAE. Comisión Consultiva de Ahorro y Eficiencia Energética.

Tabla III.4.

Producción eléctrica y térmica con energías renovables en las Comunidades Autónomas – (1998).

COMUNIDADES AUTÓNOMAS	PRODUCCIÓN ANUAL	
	ELÉCTRICA (MWh)	TÉRMICA (tep)
ANDALUCÍA	1.855.902	736.181
ARAGÓN	3.957.642	165.874
ASTURIAS	1.891.994	216.474
BALEARES	138.765	69.981
CANARIAS	131.386	7.159
CANTABRIA	478.373	48.453
CASTILLA Y LEÓN	10.987.572	415.052
CASTILLA-LA MANCHA	960.534	179.963
CATALUÑA	4.860.231	290.704
EXTREMADURA	3.447.299	110.597
GALICIA	7.255.168	630.519
LA RIOJA	164.976	34.890
MADRID	577.478	96.463
MURCIA	131.014	68.374
NAVARRA	1.133.532	105.681
PAÍS VASCO	607.445	216.483
COM. VALENCIANA	957.089	189.350
TOTAL	39.537.571 (*)	3.582.198

(*) Incluye datos No Regionalizables.

Fuente IDAE. Comisión Consultiva de Ahorro y Eficiencia Energética.

A continuación se repasa brevemente la situación de cada una de las energías renovables respecto a las cantidades aportadas por las Comunidades Autónomas.

En **minihidráulica**, centrales de menos de 10 MW, del total de la potencia instalada (1.510 MW) en España a finales de 1998, el 71% se encuentran en Castilla y León, Cataluña, Andalucía, Aragón, Navarra y Galicia. El mayor número de centrales y la mayor producción se sitúa en Cataluña y la mayor potencia instalada en Castilla y León, aunque es de destacar la implantación de minicentrales en la mayoría de las comunidades, salvo en Baleares.

En **biomasa** destaca Andalucía con el 21,5% del total, porcentaje que puede explicarse por el hecho de que se trata de la comunidad con mayor población, donde está, asimismo, muy arraigado el consumo doméstico de biomasa, por la contribución de la industria oleícola a las elevadas cifras de producción de residuos aprovechables con fines energéticos, y por el alto consumo en una instalación de pasta de papel. A continuación se encuentra Galicia, con el 17,9% del consumo total, debido tanto a la existencia de un importante consumo industrial (sectores de la madera y de la pasta de papel) como al alto consumo doméstico (población dispersa con fácil acceso a la biomasa).

Aunque existen 22 plantas de incineración de **residuos sólidos urbanos** en España, únicamente nueve de estas plantas incorporan recuperación de energía, situadas seis en Cataluña, una en Madrid, una en Baleares y una en Melilla, totalizando una potencia eléctrica instalada de 94,1 MW.

El aprovechamiento energético de los residuos sólidos urbanos, al margen de la incineración que aquí se recoge, se realiza igualmente mediante la generación eléctrica a partir de biogás, como queda recogido más adelante en esa área.

Las Comunidades Autónomas con mayor producción de **energía eólica**, Navarra, Andalucía, Canarias, Aragón y Galicia, en consonancia con el potencial eólico existente y el año de puesta en marcha de las instalaciones.

Es de destacar el objetivo prioritario dado por varias Comunidades Autónomas en sus políticas energéticas, incluso con la publicación de Decretos reguladores de procedimientos administrativos para la autorización de instalaciones.

De los 340.844 m² de superficie instalada de **colectores solares térmicos** a finales de 1998, Andalucía es la comunidad autónoma que dispone de una mayor superficie instalada, superando los 80.000 m². Junto a las buenas condiciones de esta Comunidad y a su volumen de población, existe una acción pública decidida y organizada de promoción de los sistemas solares, térmicos y fotovoltaicos, con importantes inversiones públicas, mediante los sucesivos programas PROSOL que comenzaron en 1993 y se extiende hasta el año 2002. Le sigue la comunidad de Baleares, con más de 67.000 m² instalados, debido principalmente al importante desarrollo de las instalaciones en el sector turístico. Canarias ocupa el tercer lugar con 58.945 m² instalados, con un mayor número de instalaciones que en Baleares, pero de menor tamaño.

La distribución de los 8,6 MWp de potencia instalada a finales de 1998 de **energía solar fotovoltaica** por comunidades autónomas está encabezada por Andalucía, que cuenta con una potencia de captación instalada de más de 3.000 kWp. La mayoría de las instalaciones corresponden a proyectos dedicados a satisfacer pequeños consumos tanto del sector doméstico como del entorno agrícola. En segundo lugar aparece Castilla-La Mancha con algo más de 1.100 kWp instalados, la mayor parte de los cuales pertenecen al proyecto Toledo

PV de 1 MWp. A estas dos comunidades les siguen Cataluña, con 554 kWp y Valencia, con más de 500 kWp instalados.

La Comunidad Autónoma en la que más se aprovechan los recursos **geotérmicos** para usos térmicos es Murcia, obteniéndose de este recurso 2.917 tep/año. Adicionalmente existen proyectos de energía geotérmica en Castilla-La Mancha (443 tep/año) y Comunidad Valenciana (12 tep/año).

2.2. Breve análisis por áreas

A continuación se realiza un breve comentario de la situación de cada una de las energías renovables, así como de su evolución en los últimos años.

Minihidráulica

La energía hidroeléctrica ha desarrollado históricamente, y todavía lo realiza, un papel principal en la estructura de generación eléctrica del país, debido fundamentalmente a los importantes recursos existentes.

En el período comprendido entre los años 1986 y 1998 se han puesto en marcha 494 minicentrales hidroeléctricas, con un incre-

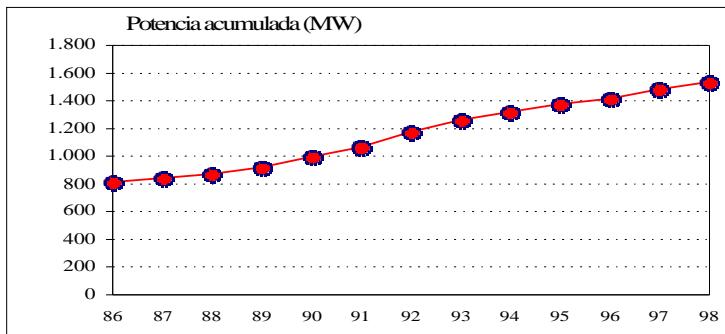
mento global en la potencia instalada de 719,5 MW. La evolución de la minihidráulica en este período ha sido muy favorable, si bien, desde 1992 se ha producido un ligero decrecimiento en la potencia instalada anual, aunque se mantiene el número de centrales puestas en marcha anualmente.

Esta tendencia decreciente producida en los últimos años, es debida a la puesta en explotación de un mayor número de centrales rehabilitadas, modernizadas y/o automatizadas respecto al total (60%), que se corresponden generalmente con centrales de pequeña potencia, frente al 25% de centrales de nueva construcción y al 15% de ampliaciones, que corresponden a centrales de mayor potencia.

En el gráfico III.2 se representa la evolución de la potencia instalada acumulada en España, en la cual se puede observar el amortiguamiento del ritmo de crecimiento en los últimos años.

Gráfico III.2.

Evolución de la potencia instalada de minihidráulica (MW) en España.



La construcción de centrales hidráulicas es un sector tecnológicamente maduro y consolidado, con larga tradición en España y en el que no hay prevista ninguna evolución destacable a corto o medio plazo. La industria nacional es autosuficiente, de alta calidad y con capacidad para afrontar incrementos importantes de nuevos proyectos. Cabe incluso afirmar que si no se cumpliera la perspectiva de nuevas minicentrales, podría peligrar la continuidad de algunos de los fabricantes actuales.

Tanto la ingeniería del proyecto de una minicentral hidroeléctrica como la ingeniería de diseño y detalle de los componentes principales está ampliamente cubierta en el mercado nacional. En los últimos años las innovaciones principales se han producido en el campo del control y la automatización, con la consiguiente mejora de rendimientos.

Biomasa

El uso energético de la biomasa ofrece todo un abanico de posibilidades que va desde el uso doméstico tradicional hasta la aplicación de las tecnologías más novedosas. Es esta diversidad, unida a otros factores como el alto grado de autoconsumo del recurso o una distribución de éste fuera de las redes habituales del mercado energético, la que hace muy difícil cuantificar el aporte exacto de la biomasa al abastecimiento energético.

Para solventar esta dificultad el IDAE realiza periódicamente trabajos que pretenden establecer cuál es el consumo nacional de biomasa. Dentro de estos trabajos se incluyen contactos con centros consumidores previamente identificados, así como muestrazos estadísticos en los sectores terciario, industrial y doméstico.

De esta forma se llega a unos datos de consumo actual de biomasa que revelan que, por sectores de actividad, el mayor peso corresponde al sector doméstico (un 55% del total), debido fundamentalmente al empleo de la biomasa en instalaciones de calefacción.

Dentro del capítulo de aplicaciones de la biomasa merece especial atención la producción de electricidad, que corresponde fundamentalmente al sector de la industria de la pasta y el papel.

Como conclusión de los análisis más recientes, destacan los siguientes aspectos:

- Los residuos forestales se encuentran infrautilizados. En la actualidad representan una parte muy pequeña de los consumos de biomasa, que corresponde fundamentalmente a un aprovechamiento a muy pequeña escala en el ámbito doméstico.
- En la situación actual el mercado de combustibles derivados de la biomasa representa una fracción muy pequeña del total de la biomasa consumida, coexistiendo con un alto porcentaje de autoabastecimiento.
- El panorama actual de la utilización de la biomasa está afectado por la introducción de nuevos combustibles (como el gas natural) en sectores tradicionalmente usuarios de la biomasa, lo que hace que la cantidad de biomasa que no encuentra aplicación pueda destinarse a otros usos aún incipientes, como es el caso de la producción eléctrica para su venta a la red.

En el área del aprovechamiento energético de la biomasa, existe en nuestro país una sobrada capacidad industrial, tanto en lo que respecta a la fabricación de equipos

para su explotación o tratamiento, como en lo referente a equipos de calefacción doméstica, plantas de producción, y en tareas de asesoramiento, ingeniería y servicios.

En general puede afirmarse que todas las ingenierías que operan en el sector industrial y/o energético presentan capacidad suficiente para participar a corto plazo en proyectos de biomasa.

Biogás

En el periodo 1982-86 se construyeron en España varias plantas de tratamiento anaerobio y producción de biogás, a partir de residuos ganaderos. La mayoría, realizados bajo la cobertura de financiación pública, pueden considerarse como proyectos de demostración y gran parte de ellos se encuentran actualmente fuera de servicio.

A finales de 1998, en España, había cinco vertederos que captaban el gas para su transformación en energía eléctrica totalizando una potencia instalada de 7,2 MW. Actualmente existen proyectos en curso y se están realizando estudios en varios vertederos que previsiblemente se convertirán a corto plazo en centros productores de energía eléctrica.

Desde 1978 se han construido en España diferentes tipos de instalaciones de tratamiento anaerobio para los vertidos y residuos de carácter biodegradable que se generan en los procesos industriales, totalizando a finales de 1998 unas 40 referencias relevantes donde destacan las del sector azucarero, cervecero, papelero y con especial incidencia en el sector productor de alcohol.

El biogás que se produce en las estaciones depuradoras de aguas residuales (E.D.A.R.) se destina al aprovechamiento térmico para mantenimiento y cobertura de

las necesidades caloríficas y al uso termoeléctrico en las E.D.A.R. con dotaciones superiores a 100.000 habitantes equivalentes.

En estas aplicaciones de aprovechamiento con producción eléctrica, las ingenierías y equipos principales forman parte de un sector industrial más amplio como es el de la cogeneración, con un importante desarrollo en nuestro país.

Biocarburantes

Hasta el momento la aplicación de esta energía renovable se centra en los esfuerzos de investigación y pruebas realizadas en algunas comunidades autónomas, en la mayoría de los casos con apoyo público. Estas experiencias se basan en proyectos de fabricación de pequeñas producciones de biodiesel de girasol, y en algún caso de colza, y en ensayos de estos biocarburantes en pequeñas flotas de vehículos, fundamentalmente en autobuses municipales.

En la actualidad merece mención especial la construcción en España de la primera planta industrial de producción de bioetanol a partir de cereales en Escombreras. La planta, que tiene prevista su puesta en marcha a finales de 1999, tendrá una producción de 100.000 m³/año de etanol deshidratado para su posterior transformación en E.T.B.E. y su utilización como bio-combustible incorporado a la gasolina sin plomo.

Residuos sólidos urbanos

La potencia total instalada con plantas de incineración es de 94,1 MW. La capacidad de incineración con recuperación de energía es de 1.230.000 t/año de R.S.U. (P.C.I. medio de 1.900 kcal/kg). En el gráfico III.3 se puede apreciar la evolución de la potencia total instalada con plantas de valoriza-

ción energética de residuos sólidos urbanos.

Energía Eólica

España está considerada como uno de los países europeos con mayor potencial eólico. Durante el año 1998 se han instalado 379 MW de potencia eléctrica de origen eólico, lo que ha permitido alcanzar un total de 834 MW, y con ello el tercer puesto en potencia eólica instalada entre dichos países. De esa potencia, 827 MW han sido instalados entre 1991 y 1998.

Como puede apreciarse en el gráfico III.4, la energía eólica en España está viviendo momentos de intenso desarrollo; en los dos

últimos años se han instalado 623 MW que suponen el 75% del total de la potencia instalada en toda la historia de la energía eólica en España.

El mercado de la energía eólica es claramente expansivo y la evolución tecnológica muy rápida en los últimos años, lo que hace que la competencia en el sector de fabricación de aerogeneradores sea elevada. Estos factores han provocado un aumento considerable del número de empresas promotoras, que son el principal factor privado de desarrollo de la energía eólica, siendo la situación actual de muy elevada competencia.

Gráfico III.3.

Evolución de la potencia instalada (MW) con plantas de R.S.U.

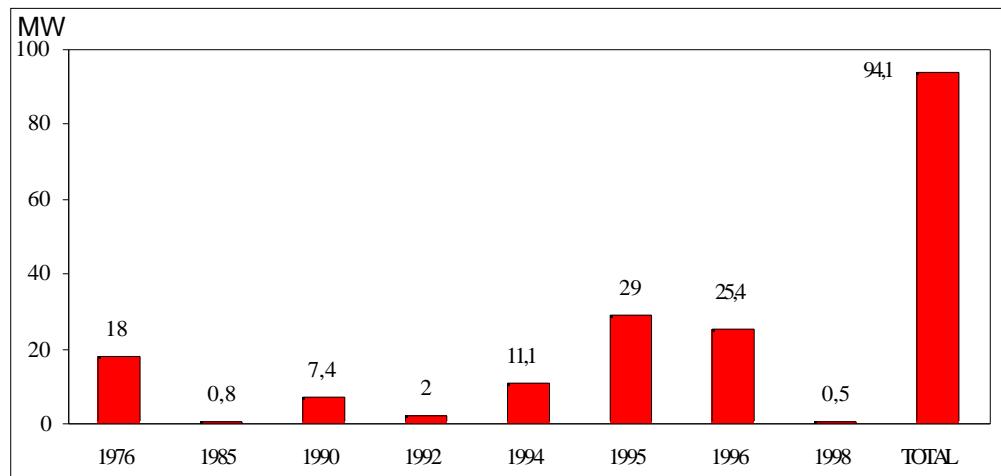
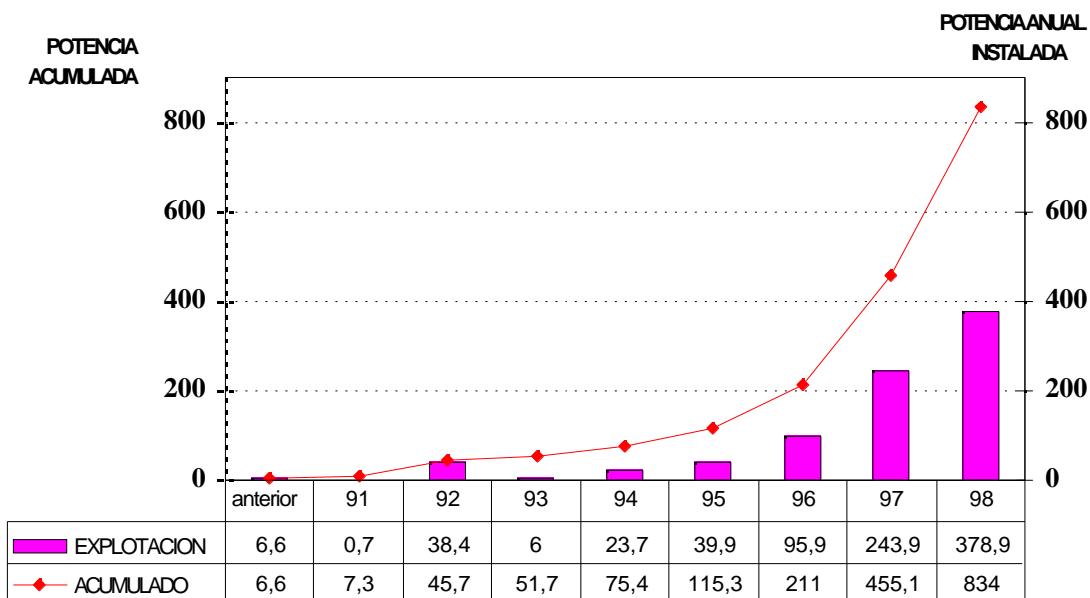


Gráfico III.4.**Evolución de la potencia eólica acumulada instalada en España (MW)**

El nivel tecnológico español puede compararse al de los países más avanzados en el sector. En la actualidad, puede afirmarse que se ha adquirido la suficiente experiencia en todas las actividades que intervienen en el mismo, incluyendo la evaluación del potencial eólico en emplazamientos determinados, los proyectos de ingeniería, la fabricación de máquinas, su instalación y su explotación, como para competir con suficientes garantías en el ámbito internacional.

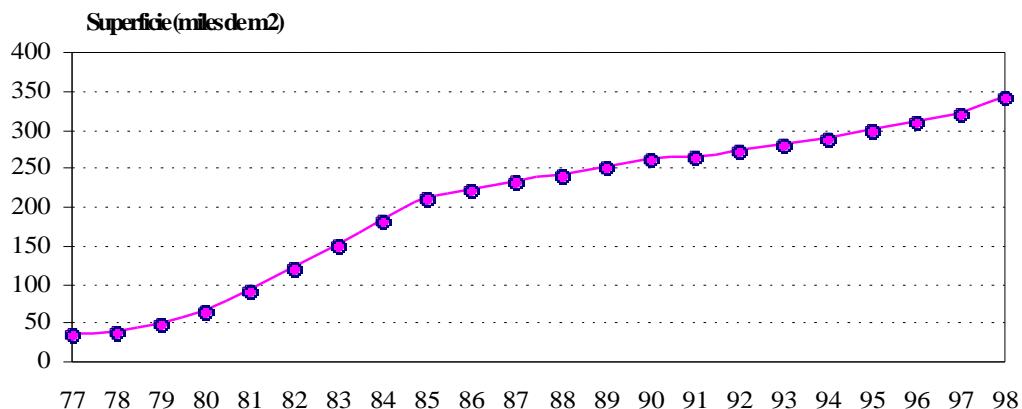
Energía Solar Térmica

A finales de 1998 la superficie de colectores solares de baja temperatura instalados en España era del orden 341.000 m², en su mayor parte para la producción de agua caliente sanitaria (A.C.S.) en el sector doméstico y turístico. Durante el año 1998 la superficie instalada de colectores solares de baja temperatura alcanzó los 19.440 m², lo que supone una importante reactivación del mercado, que durante los últimos años se encontraba en torno a 10.000 m². En el gráfico III.5 se muestra la evolución regis-

trada en los aproximadamente veinte años de existencia del mercado solar de baja temperatura.

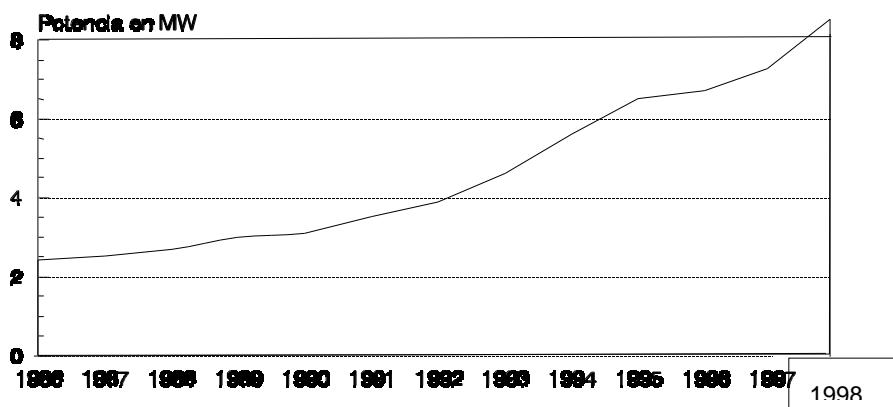
En España existen un número reducido de fabricantes de colectores solares térmicos de mediano o gran tamaño para el estándar europeo, siendo el resto de los fabricantes de menor escala. La capacidad de fabricación es grande, aunque actualmente los procesos de producción no están al máximo rendimiento, debido principalmente a que la demanda de equipos solares no alcanza la oferta de los fabricantes.

El número de ingenierías que realizan proyectos y estudios de viabilidad de instalaciones solares térmicas es reducido, ya que su función técnica ha sido asumida en unos casos por los fabricantes y en otros por instaladores o distribuidores. Únicamente en instalaciones de gran envergadura o complejidad suelen intervenir ingenierías independientes, aunque normalmente son los propios fabricantes los que realizan los estudios y los proyectos en este tipo de instalaciones.

Gráfico III.5**Energía solar térmica. Superficie total instalada a 31/12/98.****Energía Solar Fotovoltaica**

En España, a finales de 1998, había instalados 8,6 MWp de potencia asociados a aplicaciones de energía solar fotovoltaica. Esta potencia corresponde a las instalaciones que se han venido realizando desde el inicio del desarrollo de la energía solar fotovoltaica en el ámbito comercial, a principios de los años ochenta.

En el gráfico III.6 se muestra la evolución del mercado, pudiéndose apreciar el incremento que viene produciéndose durante los últimos años, debido fundamentalmente a los programas de promoción de la energía fotovoltaica, impulsados por entidades públicas y por las actuaciones de los distintos sectores sociales. Del total de la potencia instalada, el 73% corresponde a instalaciones aisladas y el 27% a instalaciones conectadas a red.

Gráfico III.6**Energía solar fotovoltaica. Potencia acumulada total instalada en 1998.**

Los fabricantes que hay en España de **módulos fotovoltaicos** presentan en común la alta calidad final de sus productos, avalada por su consolidada presencia en los mercados mundiales (aproximadamente el 7% del mercado fotovoltaico mundial). Estos mismos fabricantes suministran baterías y otros componentes electrónicos que ellos mismos desarrollan y fabrican o adquieren de otros fabricantes, además de realizar los diseños y montajes de ciertas instalaciones.

Cuando se trata de instalaciones medianas o grandes, son las mismas empresas fabricantes de módulos las que cubren el servicio de ingeniería; para instalaciones pequeñas, lo realizan los mismos instaladores. A medida que el sector se ha ido desarrollando, la actividad de ingeniería ha ido atrayendo a mayor número de empresas que realizan los diseños, cálculos y planos.

2.3 Planificación regional

Actualmente, las administraciones autonómicas desarrollan un papel muy relevante en la promoción de las energías renovables. Con este objetivo se han diseñado diversos planes de fomento de energías renovables, cuyos objetivos se resumen en la tabla III.5. El periodo de ejecución de estos planes resulta lógicamente muy variado: así, en algunas CC.AA. como Andalucía, Castilla y León y Navarra, los planes de desarrollo y fomento del uso de energías renovables finalizan en el año 2000, mientras que en otras, como la Comunidad de Madrid, se está en proceso de elaboración de un plan específico de energías renovables.

Tabla III.5.

Planes de Energías Renovables en las CC.AA.

CC.AA.	PERIODO	ACCIONES
Andalucía	1995-1999	Plan de Promoción de Energía Renovable. PROSOL. Fomento de instalaciones pequeñas de energía eólica (50 kW), instalaciones solares térmicas (50.000 m ²) y fotovoltaicas (520 kWp aisladas + 90kWp conectados a red). Objetivo: 3.100 tep/año
Aragón	1995-2005	Plan de Energías Renovables. Incremento de la producción de energía: 322 ktep - 47% eólica, 39% biomasa
Asturias	1995-2005	Fomento de las Energías Renovables; tres escenarios de planificación en función de la penetración. Previsiones: entre 25 y 71 ktep - Minihidráulica y biomasa
Canarias	1996-2002	Plan de Energías Renovables de Canarias (PERCAN). Introducción de 105,7 ktep de energía primaria mediante renovables. Programa Promoción Instalaciones Solares (PROCASOL)
Castilla y León	1991-2000	Programa de Ahorro, Sustitución, Congeneración y Energía Renovables, PASCER Objetivo 118,6 ktep en energías renovables 66% biomasa, 29% minihidráulica Avanzada la elaboración del Plan Eólico de Castilla y León hasta el año 2004.
Cataluña	1996-2005	Libro Verde de las Energías Renovables Objetivo: 449,1 ktep de energía primaria. 39% eólica, 20% biomasa, 17% minihidráulica
Extremadura	1999-2010	Plan de Energías Renovables de Extremadura Objetivo: 273,6 ktep en E.R. - 62% biomasa, 14% eólica
Galicia	1995-2010	Plan de Desarrollo de las Energías Renovables Objetivo: contribución de las E.R. en un 15 % del consumo final de energía. Eólica 1.325 GWh/a, minihidráulica 1.082 GWh/a y biomasa 963 GWh/a.
Madrid	1999-	En elaboración de un Plan Específico de Energías Renovables.
Murcia	1997-2005	Plan de Energías Renovables de Murcia Objetivo: 78 ktep en E.R. - 47% eólica, 37% biomasa
Navarra	1995-2000	Plan Energético de Navarra Objetivo: 111,6 ktep en E.R. 44% eólica, 30% hidráulica, 18% biocombustibles
País Vasco	1996-2005	Plan 3E, Estrategia Energética de Euskadi Objetivo: 190 ktep/año de E.R. 49% R.S.U., 28% biomasa y residuos, 20% eólica
Valencia	1998-2010	Plan de Energías Renovables de Valencia Objetivo: 208,4 ktep de E.R. 44% biomasa, 24% eólica, 11% R.S.U., 7,4% solar térmica.

Fuente IDAE. Comisión Consultiva de Ahorro y Eficiencia Energética.

Del análisis de los planes de las diferentes CC.AA., puede deducirse en primer lugar la importancia de la implantación de instalaciones de biomasa para el cumplimiento de los objetivos de participación de las energías renovables en la producción de energía primaria. Le siguen, en este orden de consideración, la energía hidráulica y la eólica.

Habría que resaltar, asimismo, la aportación de un 7,4% del total del objetivo marcado de energía solar térmica en la Comunidad Valenciana. En las Comunidades de Andalucía y Canarias existen también planes específicos para la promoción de instalaciones solares a través de programas como el PROSOL y el PROCASOL respectivamente.

Uno de los trabajos realizados en el marco de la Comisión Consultiva de Ahorro y Eficiencia Energética para la realización del Plan de Fomento ha consistido en la aportación, por parte de todas las Comunidades Autónomas, de las previsiones de desarrollo de las energías renovables en sus ámbitos territoriales para los períodos 1997-2005 y 1997-2010. La información aportada queda recogida por áreas en la tabla III.6, destacando en la columna de comentarios sólo las aportaciones más significativas.

Como se puede observar, las estimaciones indican un incremento de potencia de 10.555 MW para el año 2010 y una diversificación de 5.841 ktep/año. Sobre estos datos, aparte de lo que se incremente en las comunidades no evaluadas por el momento, hay que considerar que en varios casos las previsiones están en función de los planes de energías renovables comentadas anteriormente, cuyos horizontes temporales son variables y en determinados casos no llegan hasta el año 2010. Es de-

cir, habría que considerar incrementos en algunas comunidades debidos a los años de diferencia entre el horizonte temporal de sus planes y el año 2010.

3. RECURSOS DISPONIBLES

De acuerdo con las estimaciones realizadas para la elaboración del presente Plan, en la tabla III.7 se resumen los resultados obtenidos para el denominado “Potencial Adicional de Recursos de Energías Renovables en España”, entendiendo por este concepto la capacidad anual de producción de energía en España, por cada área renovable, que actualmente no está aprovechada y que es potencialmente desarollable.

Este potencial al que se hace referencia, no puede ser considerado como un número fijo ya que puede registrar variaciones en

Tabla III.6.

Previsiones de desarrollo de las energías renovables aportado por las CC.AA. Comisión Consultiva de Ahorro y Eficiencia Energética.

ÁREA	INCREMENTO		COMENTARIOS	
	1998-2005	1998-2010	(PREVISIONES DESTACABLES)	
MINIHIDRÁULICA	MW	702,7	966,7	Galicia 200 MW; Castilla y León 152 MW;
	ktep	187,3	257,7	Andalucía 133 MW; Asturias 120 MW
HIDRÁULICA	MW	248,6	348,6	Galicia 150 MW; Castilla y León 100 MW
	ktep	32,1	45,0	
BIOMASA	Térmica	ktep	628,6	1.233,6 Andalucía 800 ktep
	Eléctrica	MW	484,9	915,6 Andalucía 550 MW
	Eléctrica	ktep	1.165,5	2.183,7
	Biocab.	ktep	171,6	247,3
R.S.U.	MW	178,0	436,0	Andalucía 200 MW; Galicia 70 MW; País
	ktep	123,8	123,8	Vasco 92,7 MW; Canarias 44 MW
EÓLICA	MW	6.354,3	7.847,4	Galicia 2.744 MW; Andalucía 1.090 MW;
	ktep	1.311,5	1.619,7	Aragón 720 MW; Navarra 557 MW; Castilla y León 500 MW
SOLAR TÉRMICA	m ²	811.677	1.606.647	Andalucía 1.041.000 m ² ; Comunidad Valenciana 220.571 m ²
	ktep	62,7	124,0	
S. FOTOVOLTAICA	MW	21,3	41,2	Comunidad Valenciana 13 MW; Andalucía
	ktep	3,1	6,0	8 MW
TOTAL	MW	7.989,8	10.555,5	
	ktep	3.677,2	5.840,8	

función de diferentes factores. Entre los elementos más destacables que pueden alterar el potencial se encuentra la evolución tecnológica y el desarrollo de nuevas máquinas en las diferentes áreas. Hay otra clase de factores de tipo social, administrativo (planes de ordenación territorial, concesión de licencias por parte de los ayuntamientos), de infraestructura (ausencia de puntos de conexión accesibles a la red eléctrica) y económicos, que constituyen barreras que limitan el mayor o menor desarrollo del potencial disponible.

A continuación se da una breve explicación de las estimaciones realizadas del recurso para cada una de las diferentes energías renovables incluidas en el Plan de Fomento.

Hidráulica < 10 MW

En España, en el grupo de las centrales hidroeléctricas de potencia igual o menor de 10 MW, el potencial hidroeléctrico pendiente de desarrollar a principios del año 1999 supone una potencia a instalar de aproximadamente 2.420 MW que actualmente se encuentra en la situación siguiente:

- 314 MW en realización.
- 1.036 MW en trámites administrativos.
- 1.073 MW sin solicitar.

Tabla III.7.

Potencial Adicional de Recursos de Energías Renovables en España.⁽²⁾

ENERGÍAS RENOVABLES	ESTIMACIÓN DEL RECURSO
Hidráulica < 10 MW	7.500 GWh/año
Hidráulica > 10 MW	20.774 GWh/año
Biomasa	16 Mtep/año
Biogás	0,55 Mtep/año
Biocarburantes	0,64 Mtep/año
R.S.U.	1,2 Mtep/año
Eólica	34.200 GWh/año
Solar Térmica	2 Mtep/año (26,5 millones de m ²)
Solar Fotovoltaica	300 MWp Instalaciones aisladas 2.000 MWp Conectados a red

Fuente: IDAE

Aunque las futuras concesiones que no han solicitado permisos administrativos son de difícil viabilidad, lo cual ocurre también en algunas de las que se encuentran en tramitación, considerando todas ellas como parte del recurso desarrollable, la estimación total asciende a **7.500 GWh/año³**.

Hidráulica > 10 MW

El potencial hidroeléctrico pendiente de desarrollar en España a principios del año 1999 con centrales hidroeléctricas mayores de 10 MW, equivale a una potencia nueva a instalar del orden de 10.387 MW, y su situación es la siguiente:

- 155,9 MW en realización
- 2.539,7 MW en trámites administrativos.
- 7.691,4 MW sin solicitar.

Considerando, como en el caso de la miñihidráulica, todo el potencial, la estimación del recurso asciende a **20.774 GWh/año⁴**,

Biomasa

Los **cultivos energéticos** lignocelulósicos de tipo herbáceo (cardo) cultivados en tierras de secano, y los de tipo leñoso (eucaliptos) en zonas de regadío o secanos de alto potencial, son los de mayor interés en cuanto a volumen de producción, estimándose un potencial total para el 10% de la superficie disponible, de unos **5,7 Mtep** para aprovechamiento térmico o eléctrico.

Para el total la **biomasa residual** se ha hecho una estimación del potencial en unos **10,4 Mtep**, en los que se incluyen los siguientes apartados:

³ Se considera que este tipo de centrales posee unas horas equivalentes de funcionamiento de 3.100 horas/año.

⁴ Se considera que estas centrales poseen unas horas equivalentes de funcionamiento de 2.000 horas/año.

- Residuos agrícolas de cultivos herbáceos, principalmente la paja de cereal (trigo, cebada, avena, centeno, y maíz), así como los residuos que se dejan en el terreno tras la recolección del girasol, de la colza, y del algodón.
- Residuos agrícolas de cultivos leñosos, el olivar, el viñedo, o las especies frutales, se ha considerado como posible fuente de biomasa los residuos de poda.
- Residuos forestales procedentes de las cortas y aprovechamientos de las masas forestales.
- Residuos de las industrias forestales, es decir industrias de aserrado, de chapa y tableros, y de fabricación de pasta, así como de las industrias de segunda transformación.
- Residuos de las industrias agroalimentarias, entre la que destacan las almazaras, fundamentalmente en Andalucía.

Valoración energética de Residuos Sólidos Urbanos

En España se produjeron unos 15,3 millones de toneladas de residuos sólidos urbanos en al año 1996, con una media de 388 kg/hab/año ó 1,06 kg/hab/día⁵, siendo las comunidades autónomas de Cataluña, Andalucía, Madrid, Valencia y Castilla y León las que más cantidad producen. Se estima un potencial total, para aprovechamiento eléctrico, de aproximadamente **1,2 Mtep**.

Biogás

Los residuos biodegradables, tales como los procedentes de residuos ganaderos de explotaciones intensivas, de la fracción

⁵ Datos año 1996.

orgánica de los residuos sólidos urbanos de los vertederos controlados con capacidad superior a 225 t/día, de la digestión anaerobia de los lodos de las E.D.A.R. y del tratamiento anaerobia de los residuos procedentes de instalaciones industriales, suponen un potencial total estimado en **0,55 Mtep**.

Biocarburantes

Para los biocarburantes obtenidos a partir de cultivos con alta riqueza grasa adaptados a zonas de España como el girasol y la colza, si bien el girasol es la oleaginosa con mayor superficie y tradición en nuestro país, y los basados en la producción de cereales (trigo blando, cebada, maíz) y remolacha, se ha estimado un potencial de **0,64 Mtep**.

Energía eólica

El potencial eólico evaluado y técnicamente aprovechable es altamente sensible, entre otros factores, a la capacidad tecnológica de aprovechamiento y no una cifra estable. En este sentido, a medida que evoluciona el nivel técnico de los aerogeneradores, con aprovechamiento de mayores rangos de velocidad de viento, los potenciales aumentan progresivamente.

En los datos obtenidos a través de recientes estudios elaborados para el IDAE, se desprende que para todo el territorio nacional, el potencial eólico neto a instalar es del orden de 15.100 MW. Descontando los 834 MW instalados a finales de 1998, se deduce un resto por instalar 14.266 MW, que supone un potencial de recurso explotable de **34.200 GWh/año⁶**.

Energía solar térmica

Se ha realizado un estudio de la situación comprobándose que España, con un ratio

⁶ Se han considerado 2.400 horas equivalentes de funcionamiento por año.

de 8,14 m² de colectores por cada 1.000 habitantes, se encuentra por debajo de países con unas radiaciones marcadamente inferiores.

Suponiendo un consumo diario de agua caliente de 50 litros por persona y considerando un aporte de la energía solar medio para toda España del 50 % de los consumos, se pueden obtener las demandas energéticas en los distintos tipos de vivienda⁷.

Sumando todas las superficies potenciales que se justifican en el capítulo correspondiente al área solar térmica, se obtiene un potencial de instalación de paneles solares de alrededor de 27 millones de m². Descontando lo instalado hasta finales de 1998, se llega a un potencial desarollable cercano a **26,5 millones m²**.

Energía solar fotovoltaica

España tiene un nivel de instalación alto en el ámbito de instalaciones aisladas domésticas, sólo superado por Finlandia y Suecia. Por el contrario, en los casos de aislada no doméstica y conectada distribuida, los ratios son muy bajos, existiendo un gran potencial que podría llegar a multiplicar por más de veinte la potencia instalada en estas aplicaciones. En instalaciones conectadas centralizadas, aunque el ratio es alto en comparación con la mayoría de los países europeos, existe un diferencial significativo respecto a países como Italia, con un grado de implantación muy superior y con condiciones climatológicas muy parecidas a las españolas.

En nuestro país se registran aproximadamente 39.000 viviendas principales y del

⁷ Para evaluar el potencial de instalación de energía solar térmica se han tomado como base los datos del Censo de Edificios editado por el Instituto Nacional de Estadística. Los datos utilizados han sido el número de habitantes que ocupan los diferentes tipos de vivienda. 13.527.757 habitantes en viviendas unifamiliares, 26.199.243 en viviendas colectivas y 587.700 en otros tipos de viviendas.

orden de 360.000 viviendas secundarias sin suministro de energía eléctrica. Suponiendo la instalación de 1 KWP de potencia fotovoltaica en cada una de estas viviendas y que sólo en el 50% de los casos sería viable, se estima que el potencial total en este tipo de instalaciones sería del orden de 200.000 KWP.

Existen otros tipos de instalaciones aisladas como son repetidores con paneles fotovoltaicos, las instalaciones de bombeo, farolas y otros usos. El potencial instalable en estos casos supone un total de 100.000 KWP.

Teniendo en cuenta las instalaciones citadas, el potencial de la energía fotovoltaica para instalaciones aisladas asciende a una cifra cercana a los **276.000 kWP**.

Respecto a las instalaciones conectadas a red, no existen límites claros que determinen un potencial máximo a instalar. Esto es debido a que estas instalaciones pueden realizarse tanto en viviendas unifamiliares o colectivas, como en instalaciones industriales o centrales eléctricas. En este sentido, existe un objetivo genérico de aumento de la energía eléctrica vertida en la red en el Real decreto de autoproducción, que incluye un apoyo importante a las instalaciones conectadas a la red, con unas primas de 30 ó 60 pesetas por kWh según la potencia.

4. OBJETIVOS DEL PLAN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

En función del análisis del contexto energético general y sus perspectivas de evolución, de la situación actual de las energías renovables y la evaluación del potencial adicional de los recursos disponibles en nuestro país de estas

energías, así como de los imperativos para su desarrollo, se establecen a continuación los objetivos del Plan de Fomento de las Energías Renovables para el año 2010.

La importancia que para nuestro país y para la Unión Europea tiene un crecimiento sustancial de las fuentes de energía renovables, aumentando significativamente la parte de nuestra demanda energética que es satisfecha con estas fuentes, ha llevado, en el marco de la política energética nacional y comunitaria, a la elaboración de este Plan, estableciendo unos ambiciosos objetivos de desarrollo, para que, de acuerdo con la Ley del Sector Eléctrico, las fuentes de energía renovables cubran al menos el **12% de la demanda total de energía en España en el año 2010**, el mismo objetivo globalmente fijado para la Unión Europea en el Libro Blanco de las Energías Renovables de la Comisión de las Comunidades Europeas.

Este objetivo general, que en términos relativos, supone la práctica duplicación de la participación actual de las energías renovables en España (6,3% del consumo de energía primaria en 1998, 6,2% considerando año hidráulico, eólico y solar medio), significa mucho más.

En primer lugar, porque duplicar la participación de estas fuentes en un contexto de crecimiento de la demanda energética, implica multiplicar por más de dos la cantidad que deben aportar las energías renovables.

En segundo lugar, porque el grueso de la contribución actual de estas energías proviene de la generación de electricidad de origen hidráulico y de la biomasa (alrededor del 95% en 1998 entre las dos), la primera de ellas con unas perspectivas limitadas de desarrollo, especialmente la gran hidráulica, y la biomasa, que debe incorporar nue-

vas formas de utilización y de obtención de recursos para alcanzar la importante contribución que se le asigna. Paralelamente, deben recibir un fuerte impulso otras áreas que, con mayor o menor grado de madurez, tienen una participación muy limitada, así como otras hoy prácticamente inexistentes en nuestra estructura energética.

Por ello, duplicar la participación de las energías renovables, implica cambios sustanciales de calidad y de cantidad, que requieren la armonización de esfuerzos y voluntades, desde la consideración estratégica de estas energías como valor de futuro para el desarrollo económico y social de nuestro país, para la reducción de la acusada dependencia energética y para la mejora del medio ambiente.

La actualización de las previsiones del consumo de energía hecha con motivo de la elaboración de este Plan, a través de los Escenarios Tendencial y Ahorro Base, apunta hacia consumos superiores a los anteriormente previstos y refuerza la necesidad de intensificar las actuaciones de ahorro y eficiencia energética. No cabe pensar en un impulso tan sustancial a las energías renovables, sin actuar paralelamente para suavizar los consumos que refleja el Escenario Tendencial para la próxima década.

Por ello, los objetivos del Plan se asocian al Escenario Ahorro Base, que incorpora los efectos de políticas más activas de eficiencia energética y protección medioambiental que es necesario impulsar para conseguir la importante reducción del consumo que contempla con respecto a la tendencia. No obstante, los consumos previstos en este escenario, alrededor de 135 millones de tep en el año 2010, obligan a un esfuerzo adicional para situar los objetivos de crecimiento de las energías renovables sensi-

blemente por encima de anteriores previsiones. Del acierto en la definición y adaptación de objetivos y de la capacidad de las distintas administraciones, Administración General del Estado, Autonómica y Local, para articular e integrar desde sus respectivos ámbitos, las medidas necesarias para su desarrollo, dependerá, en gran medida, el éxito de este Plan.

A continuación, la tabla III.8, presenta la situación actual de las energías renovables en España y el resumen de objetivos energéticos para el año 2010, divididos en dos grandes bloques, uno para aquellas energías renovables destinadas a la generación de electricidad y otro para las de usos térmicos.

PLAN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Tabla III.8. - SITUACIÓN ACTUAL Y OBJETIVOS DEL PLAN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES PARA EL AÑO 2010

ÁREA TECNOLÓGICA	Situación en 1998 (año medio*)			Objetivos de Incremento 1999-2010			Situación Objetivo para el año 2010		
	Potencia MW	Producción de electricidad GWh**	Producción en términos de Energía Primaria ktep	Potencia MW	Producción de electricidad GWh**	Producción en términos de Energía Primaria ktep	Potencia MW	Producción de electricidad GWh**	Producción en términos de Energía Primaria ktep
Generación de electricidad									
Minihidráulica (Potencia <10MW)	1.510	4.680	402	720	2.232	192	2.230	6.912	594
Hidráulica (Potencia entre 10 y 50MW)	2.801	5.603	482	350	700	60	3.151	6.303	542
Hidráulica (Potencia >50MW)	13.420	24.826	2.135	-	-	-	13.420	24.826	2.135
Eólica	834	2.002	172	8.140	19.536	1.680	8.974	21.538	1.852
Biomasa (1)	189	1.139	169	1.708	12.810	5.100	1.897	13.949	5.269
Biogás (1)				78	546	150	78	546	150
Solar Fotovoltaica	8,7	15,3	1,3	135	203	17	144	218	19
Solar Termoeléctrica				200	459	180	200	459	180
Residuos Sólidos	94	586	247	168	1.260	436	262	1.846	683
Total áreas eléctricas	18.856	38.851	3.608	11.499	37.745	7.816	30.355	76.596	11.424
Usos térmicos	m² Solar T. Baja Temp.		ktep	m² Solar T. Baja Temp.		ktep	m² Solar T. Baja Temp.		ktep
Biomasa			3.476			900			4.376
Solar Térmica de Baja Temperatura	340.892		26	4.500.000		309	4.840.892		336
Geotermia			3						3
Biocarburantes (Bioetanol)						500			500
<i>Solar Pasiva (***)</i>						150			
Total usos térmicos			3.506			1.709			5.215
TOTAL ENERGÍAS RENOVABLES				7.114			9.525		16.639
CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA (ktep)				113.986					134.971

(Escenario Ahorro Base en 2010)

ENERGÍAS RENOVABLES / ENERGÍA PRIMARIA (%)

6,2%

12,3%

(1): En 1998 el biogás está incluido en la biomasa eléctrica.

(*): Para energía hidráulica, eólica y fotovoltaica, se incluye en 1998 la producción correspondiente a un año medio, a partir de las potencias instaladas, y no el dato real de 1998, igual que ocurre en los objetivos de incremento y en la situación objetivo al 2010. Datos de 1998, actualizados en septiembre de 1999.

(**): Producción bruta de electricidad.

(***): Se incluye el objetivo de impulsar la energía solar pasiva y se ha estimado el potencial de incremento de captación solar por este medio, pero no se suma al incremento de aportación de las energías renovables.

Como puede apreciarse en la tabla III.8, los objetivos reflejan un crecimiento muy importante de la mayoría de las áreas y, en algunos casos, la incorporación de tecnologías o usos actualmente no utilizados.

Por su contribución global al consumo de energía primaria, **el mayor crecimiento previsto es el de la biomasa**, con un objetivo de incremento de 6 millones de tep, de los cuales 0,9 corresponden a usos térmicos en los sectores de consumo final, y 5,1 destinados a la generación de electricidad (multiplicando por 30 la actual aportación) para su vertido a la red, en lo que constituye el fuerte lanzamiento de una actividad que hoy tiene una presencia puntual, ya que buena parte de la actual generación de electricidad con biomasa corresponde a autogeneradores.

La energía **eólica** es la segunda en importancia por su aportación al consumo de energía primaria en el año 2010, multiplicando por más de 10 su actual aportación.

Para las áreas solares se prevén nuevas aplicaciones y crecimientos muy importantes de las actualmente utilizadas, aunque su aportación al balance de energía primaria es inferior a las anteriores. En nuevas aplicaciones figura la instalación de 200 MW de energía **solar termoeléctrica**, a partir de la tecnología desarrollada en el centro de investigación de Almería. Igualmente se incluye el objetivo de impulsar las técnicas bioclimáticas y en particular la energía **solar pasiva**, de forma que su integración en los diseños constructivos sea considerada como un elemento importante para la satisfacción de parte de las necesidades energéticas. Se evalúa el potencial de incremento de captación solar por este medio (150 ktep) pero no se suma al resto de objetivos, ya que no existe evaluación, como ocurre en otros países, de su actual contribución en la cobertura de las

necesidades energéticas. Para la energía **solar fotovoltaica**, el objetivo supone multiplicar por 15 su producción actual, aunque su aportación, previsiblemente, seguirá siendo muy limitada. Paralelamente, para la energía **solar térmica de baja temperatura**, de la que actualmente hay instalados alrededor de 341.000 m² de paneles solares, se prevé la instalación adicional entre 1999 y 2010 de 4.500.000 m².

Los **biocarburantes** y el **biogás** para producción de electricidad son otras dos áreas de nuevo desarrollo para el primero y de crecimiento sustancial para el segundo, en las que se prevén contribuciones en el año 2010 de 500 ktep y 150 ktep, respectivamente.

La valorización energética de **residuos sólidos** triplica su producción actual.

Los objetivos en el área de **minihidráulica** suponen aumentar cerca de un 50% su actual potencia y producción, mientras que la previsión para la **hidráulica** de potencia superior a 10 MW (que actualmente representa más del 35% de las energías renovables en términos de energía primaria y, alrededor de las tres cuartas partes de la generación de electricidad con renovables) apenas registra crecimiento.

En el siguiente epígrafe de este capítulo se hace la evaluación de las emisiones evitadas de CO₂, asociadas a los objetivos de crecimiento de las energías renovables de este Plan.

En la evaluación financiera del Plan aparecen los objetivos de incremento por áreas, con mayor desglose para algunas de ellas en función del tipo de aplicación, de instalación, o del origen previsto de los recursos energéticos en el caso de la biomasa.

5. EVALUACIÓN DE LAS EMISIONES DE CO₂ EVITADAS POR EL PLAN

La creciente preocupación por las consecuencias ambientales, sociales y económicas del cambio climático, y su reflejo en los compromisos derivados de los acuerdos alcanzados en Kioto⁸, junto al hecho de que la producción y el consumo de energía son los principales responsables de las emisiones de gases de efecto invernadero, sitúan al sector energético como clave para alcanzar los objetivos y a la eficiencia energética y el desarrollo de las energías renovables como los principales instrumentos para conseguirlos.

De los seis gases o grupos de gases de efecto invernadero⁹ contemplados en el Protocolo de Kioto, el CO₂ representa por sí solo las tres cuartas partes del total¹⁰, y más del 90% de aquél es de origen energético.

De ahí la gran importancia de las políticas capaces de limitar las emisiones de CO₂ para cualquier estrategia de limitación de gases de efecto invernadero y el destacado papel que juega en ella el desarrollo de las energías renovables, como sucede igualmente en otros importantes objetivos de protección medioambiental.

En el caso del CO₂, la actuación rápida cobra mayor importancia por el largo plazo que transcurre entre la adopción de medidas y su incidencia efectiva sobre las emisiones.

Para muchos problemas medioambientales hay tratamientos de final de proceso relativamente rápidos o se pueden combatir con

modificaciones de la tecnología actual, como ocurre con la disminución de emisiones de SO₂ o la eliminación del plomo en las gasolinas, pero no ocurre lo mismo con el CO₂, para cuyas emisiones, inherentes a la utilización de combustibles fósiles, no existe actualmente ninguna tecnología viable capaz de absorberlas.

Por tanto, la única forma actual de limitar las emisiones de CO₂ es a través de la modificación de estructuras, procesos, equipos y comportamientos relacionados con la utilización de la energía. La larga vida útil de las inversiones en el sector energético hace que las estrategias relativas al CO₂ tengan unos plazos de aplicación mucho más largos que las aplicadas a otros problemas medioambientales. Y es aquí donde la planificación del desarrollo a largo plazo de las energías renovables juega un papel decisivo.

En la tabla III.9 queda recogida la importante contribución de este Plan a la limitación de emisiones de CO₂. En ella se presenta la estimación de las emisiones de este gas evitadas en el año 2010 por el incremento de las energías renovables entre 1999 y 2010 previsto en el Plan. Por lo que respecta a la generación de electricidad con renovables se ha hecho una doble evaluación, por una lado, comparando con las emisiones de una central de carbón nacional con rendimiento del 35,5% y, por otro, comparando con una central de ciclos combinados a gas natural con rendimiento del 51%. Para los usos térmicos de las energías renovables y para la solar fotovoltaica aislada, las emisiones evitadas se han calculado por comparación con las correspondientes a los combustibles alternativos más característicos, de acuerdo con las especificaciones indicadas a continuación de la tabla. En uno y otro caso, las emisiones se refieren a la fase de producción de electricidad o de utilización de energías para usos térmicos.

⁸ Tercera Conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático. Kioto, diciembre de 1997.

⁹ CO₂ (dióxido de carbono o anhídrido carbónico), CH₄ (metano), N₂O (óxido nitroso), HFCS (hidrofluorocarburos), SF₆ (hexafluoruro de azufre) y PFCS (perfluorocarburos).

¹⁰ Una vez ponderados por su potencial de calentamiento global a 100 años.

Tabla III.9.- ESTIMACIÓN DE EMISIONES DE CO₂ EVITADAS EN EL AÑO 2010 POR EL PLAN
Emisiones evitadas en el 2010 por el incremento de fuentes renovables entre 1999 y 2010

ÁREA TECNOLÓGICA	Emisiones de CO₂ evitadas (tCO₂) (frente a carbón en generación eléctrica)	Emisiones de CO₂ evitadas (tCO₂) (frente a CC a GN en generación eléctrica)
Generación de electricidad		
Minihidráulica (Potencia <10MW)	2.180.664	879.408
(Potencia entre 10 y 50MW)	683.900	275.800
Biomasa	19.086.672	7.697.184
Biogás	12.515.370	5.047.140
Solar Fotovoltaica	533.442	215.124
Solar Termoeléctrica	175.277	74.709
Residuos Sólidos	448.334	180.802
Total áreas eléctricas	36.548.494	14.560.426
Usos térmicos		
Biomasa -Industria-	2.453.199	
Biomasa -Distribución de Solar-	138.151	
Térmica de Baja Temperatura	949.785	
Solar Pasiva	1.436.219	
Total usos térmicos	4.977.354	
Emisiones de CO₂ evitadas en el año 2010)	41.525.848	19.537.780
(toneladas)		
Emisiones de CO₂evitadas en 2010		
s/ Emisiones de CO₂de origen energético 1990	20,0%	9,4%
Emisiones de CO₂evitadas en 2010		
s/ Emisiones de CO₂totales 1990 (%)	18,3%	8,6%

Fuente: Elaboración IDAE, con metodología y factores de emisión para cada combustible del Intergovernmental Panel on Climate Change

NRCC) a la generación de electricidad, en la primera columna, las emisiones evitadas se calculan por comparación con una central de carbón nacional (hulla+antracita) con un rendimiento del 35,5%. En la segunda columna, las emisiones evitadas en generación de electricidad se calculan por comparación con una central de ciclos combinados a gas natural (CC a GN) con rendimiento del 51%.

Las emisiones evitadas por la solar fotovoltaica conectada a red siguen los criterios anteriores, mientras que las correspondientes a la fotovoltaica aislada se calculan por comparación con los G.L.P., considerando 1tep de fotovoltaica aislada=1 ktep de G.L.P.

En el caso de los residuos sólidos, las emisiones de CO₂ evitadas corresponden al saldo neto entre las emisiones evitadas en una central de carbón (primera columna) o de CC a GN (segunda columna) y las producidas en la combustión de los residuos.

Para la combustión de la biomasa en sentido amplio (incluyendo biocarburantes y biogás), se considera un factor de emisión nulo, ya que ha absorbido del medio ambiente atmosférico durante su crecimiento las cantidades de CO₂ que emite durante su combustión.

Para los usos térmicos, se han evaluado las emisiones evitadas por comparación con los combustibles alternativos más característicos en cada caso, de acuerdo con las siguientes equivalencias:

Biomasa -Industria-: 1 ktep de biomasa = 0,9 ktep de fueloil

Biomasa -Distribución de calor-: 1 ktep de biomasa = 0,9 ktep de gasóleo

Solar Térmica de Baja Temperatura: 1 ktep de energía solar = 1 ktep de gasóleo

Biocarburantes (Bioetanol): 1 ktep de bioetanol = 1 ktep de gasolina

Como puede apreciarse en la tabla III.9, el incremento previsto de las energías renovables supone evitar en el año 2010 la emisión de 41,5 millones de toneladas de CO₂, (frente al carbón en la parte de generación eléctrica) de los cuales 36,5 corresponden a la generación de electricidad y 5 a los usos térmicos de las energías renovables, o 19,5 millones de toneladas (frente a los ciclos combinados a gas natural en la parte de generación eléctrica), de los cuales alrededor de 14,5 provienen de la generación de electricidad y otros 5 de los usos térmicos. La comparación de estas cifras, al final de la tabla, con las emisiones producidas en 1990¹¹ destaca el potencial del Plan de Fomento en este ámbito frente a las fuentes fósiles.

En general, la ausencia de emisiones¹² de CO₂ o el saldo neutro (en el caso de la biomasa, biocarburantes y biogás) de las energías renovables en la producción de electricidad y en su utilización para usos térmicos, sitúa a estas fuentes como un elemento clave no sólo de cara al cumplimiento de los compromisos derivados del Protocolo de Kioto en el período 2008-2012, y de otros objetivos medioambientales, sino además, para afrontar con éxito futuras actuaciones más allá de la próxima década.

6. REFERENCIAS

- (1) Libro Verde para una estrategia comunitaria pág. 7. COM (96) 576 final.
- (2) Varios trabajos incluidos en la bibliografía y conclusiones IDAE.

7. BIBLIOGRAFÍA

- Informe especializado para el Plan de Fomento de las Energías Renovables. Área Solar Térmica. ASENSA. (1998).
- Informe especializado para el Plan de Fomento de las Energías Renovables. Área Solar Fotovoltaica. ASIF. (1998).
- Estudio de base para el Plan de Fomento de las Energías Renovables. Energía Eólica. A.P.P.A. (1998).
- Estudio de base para el Plan de Fomento de las Energías Renovables. Energía Hidroeléctrica. A.P.P.A. (1998).
- Informe especializado para el Plan de Fomento de las Energías Renovables. Sector de Energía Hidroeléctrica, líneas básicas y objetivos. Fundación Agustín de Betancourt. ETSICCP. (1998).
- Información básica para la elaboración de un programa de energía de la biomasa. IDAE/MINER. (1998).
- Comisión Consultiva de Ahorro y Eficiencia Energética. Grupo de Trabajo de Energías Renovables. Grupo de Trabajo de Coordinación. IDAE. MINER.
- Manuales de Energías Renovables. IDAE.
- Seguimiento PAEE a 31 de diciembre de 1997. IDAE.

¹¹ Año base de referencia en el Protocolo de Kioto.

¹² Salvo el reducido nivel de emisiones de CO₂ de los R.S.U.

INFORMACIÓN ESPECIALIZADA SOBRE CADA UNA DE LAS ÁREAS

CAPÍTULO 4

PLAN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Diciembre 1999

ÁREA EÓLICA

CAPÍTULO 4.1

PLAN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Diciembre 1999

4.1. ÁREA EÓLICA

1. ASPECTOS TECNOLÓGICOS

Durante los últimos quince años la tecnología eólica ha experimentado un considerable progreso: se ha evolucionado desde máquinas de potencia unitaria de decenas de kilowatios, simples y frecuentemente de muy poca fiabilidad, a aerogeneradores de potencia nominal en torno a los 650 kW y con diámetro de rotor del orden de 45 metros.

La tecnología se ha consolidado comercialmente en máquinas de eje horizontal, tripalas, alta calidad de suministro eléctrico, bajo mantenimiento y vida operativa superior a los 20 años. Es normal que el diseño básico de los aerogeneradores actualmente en el mercado admita modificaciones de altura de torre y diámetro de rotor que, junto con otras pequeñas variaciones, optimicen el rendimiento energético de un emplazamiento con recursos eólicos determinados.

La situación de la tecnología eólica en España, referida a **máquinas comerciales de media potencia**, entre 100 y 1.000 kW, ocupa un lugar destacado dentro de la Unión Europea, máxima contribuidora al aprovechamiento de los recursos eólicos en el mundo.

La existencia de tres tecnologías nacionales junto con otros tres suministradores que poseen acuerdos de fabricación de aerogeneradores con tecnólogos europeos garantiza una oferta de máquinas que cubre toda la gama de productos comerciales, con la máxima fiabilidad, existentes en el mercado internacional.

Los modelos de generadores de media potencia que se están instalando en España son en gran parte de paso y velocidad fijos, lo que implica una mayor robustez y menor coste aunque no consigan una ópti-

ma adaptación de las palas al viento incidente y un máximo rendimiento aerodinámico. Cuatro de los fabricantes comercializan este tipo de máquinas con regulación por pérdida aerodinámica y velocidad de rotación constante. Un quinto regula la potencia por cambio de paso con velocidad constante. El sexto regula mediante cambio de paso combinado con variaciones en la velocidad del rotor, dentro de un pequeño rango ($\pm 10\%$), empleando un innovador sistema nacional de producción de energía eléctrica compuesto por un generador de doble alimentación y un original equipo de control.

Todos los fabricantes mencionados poseen sistemas garantizados de fabricación avalados por certificados de calidad DIN EN ISO 9001 (tecnología nacional) y DIN EN ISO 9002 (transferencia de tecnología). Las turbinas fabricadas cumplen con los más estrictos requisitos técnicos y funcionales internacionalmente reconocidos y sus suministradores garantizan una disponibilidad técnica superior al 95% y un cumplimiento de curva de potencia con tolerancia de $\pm 5\%$.

En relación con los **aerogeneradores de muy baja potencia**, inferior a 10 kW, utilizados tradicionalmente para bombeo de agua (aerobombas multipala) y minigeneradores eólicos para producción de energía eléctrica (normalmente formando conjuntos mixtos eólico-fotovoltaicos en viviendas aisladas), hay que señalar que aunque el número de instalaciones realizadas y potencialmente previsibles en los próximos años es alto, su contribución energética es muy baja. Se estima que hacia el año 2010 puede existir una potencia instalada total de unos 13.000 kW.

La calidad de los productos suministrados por los fabricantes nacionales, es comparable a los más avanzados a nivel internacional.

Los **aerogeneradores de baja potencia**, entre 10 y 100 kW, fueron utilizados en la

década pasada con fines experimentales y actualmente se usan en aplicaciones concretas con limitaciones de potencia. Los conceptos usados en estas máquinas han sido transferidos a las máquinas de media potencia que, en general, ofrecen claras ventajas en su rendimiento y costes.

Existe una demanda potencial interesante en este rango de potencias. En instalaciones pertenecientes a PYMES o a comunidades de vecinos, localizadas en emplazamientos semiurbanos con un aceptable recurso eólico, las máquinas, con potencias unitarias en el entorno de los 50 kW, pueden servir de excelente apoyo conectadas a la red, aliviando la factura eléctrica de los usuarios.

Otra posible aplicación de estas aeroturbinas es en parajes aislados formando parte de instalaciones mixtas eólico – diesel. Actualmente, a nivel internacional, se están ensayando prototipos (de unos 15 m. de diámetro) que obtienen producciones elevadas, con alta eficiencia y fiabilidad, buena calidad de la energía producida, un nivel de ruido más bajo de lo habitual y unos costes asequibles.

Aunque ha existido un gradual y significativo desarrollo tecnológico relacionado con los trenes de potencia, paso y velocidad variable, sistemas de control, materiales y otras áreas, quizás lo más destacado hayan sido los resultados obtenidos con la utilización de máquinas de gran tamaño. La energía específica (kWh/m^2) se incrementa con el diámetro de rotor debido a la mayor altura de la torre, esencialmente debido al incremento de velocidad del viento.

No obstante, este aumento de velocidad puede no llegar a compensar el incremento de costes de fabricación cuando, manteniendo los conceptos técnicos actuales de diseño, se intenta desarrollar máquinas con diámetros superiores a los 50 m. de rotor. Ello es debido a que las cargas principales que actúan sobre los aerogeneradores son función del cubo del diámetro del rotor, por

lo que el peso y los costes de fabricación aumentan en la misma relación, mientras que el incremento de energía producida crece con el área del rotor. Por otra parte, los costes específicos de transporte, instalación, operación y mantenimiento de estas máquinas de elevada potencia son superiores a los de los aerogeneradores actualmente comercializados.

La opción de desarrollar grandes máquinas competitivas pasa pues por el desarrollo de nuevas y apropiadas concepciones tecnológicas en los diseños, de tal manera que no se incremente sensiblemente el peso de las máquinas.

El esfuerzo tecnológico que se está llevando a cabo para el desarrollo de plantas eólicas “off-shore” con características específicas de plataformas eólicas marinas, es muy posible que dé lugar a innovadores diseños, trasladables en términos técnicos y económicos a las tecnologías aplicadas en emplazamientos convencionales.

Sin embargo, la orografía compleja que caracteriza muchos de los emplazamientos eólicos hoy técnicamente aprovechables hace poco realista la posibilidad de instalar máquinas con potencia superior a 1,5 MW en la próxima década en buena parte del territorio nacional.

Durante estos años, es previsible que se optimicen los diseños actuales mediante la construcción de máquinas más ligeras y de mayor eficiencia, con menor emisión acústica y mejora de la calidad de la energía. Se desarrollarán equipos de velocidad variable, sin etapas de multiplicación, generadores de imanes permanentes y, en general, sistemas de control más sofisticados, incrementándose la utilización de materiales compuestos (epoxy-fibra de carbono) en el diseño de los componentes estructurales.

Actualmente, los desarrollos europeos de **aerogeneradores de alta potencia** (> 1MW) están llevando a la producción en serie y a la comercialización de este tipo de

máquinas, en el rango de potencias unitarias de 1 – 1,5 MW.

Existen dos filosofías claramente diferenciadas: el control de potencia por pérdida aerodinámica y velocidad de rotación constante y el control de potencia por cambio de paso y velocidad de rotación variable.

Con respecto a la primera filosofía, la segunda presenta una serie de ventajas e inconvenientes; entre las primeras, podemos destacar el menor peso específico tanto por unidad de área barrida como por unidad de potencia desarrollada y, entre los segundos, una mayor complejidad técnica.

La relación área barrida/potencia desarrollada en los dos casos es aproximadamente de 2,2 m²/kW. La altura de las torres se incrementa en gran medida, siendo usuales alturas de buje de 75 metros.

2. 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 factor de impacto por su posible afectación a los recursos naturales, paisajísticos o culturales de la zona. Generalmente, su incidencia es de escasa importancia,

puesto que la ocupación irreversible de suelo por los aerogeneradores representa un porcentaje muy bajo en relación con la superficie total ocupada por el parque, quedando prácticamente todo el terreno 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. No obstante, en la mayoría de los casos, el acceso principal lo constituyen carreteras ya existentes, mientras que los accesos interiores a las líneas de aerogeneradores se construyen, en la medida de lo posible, aprovechando el trazado de las pistas forestales y de accesos de uso.

La modificación de la calidad estética del escenario paisajístico, o **impacto visual**, ocasionado por la introducción de los aerogeneradores en un paisaje natural, es causa con frecuencia de estudios dedicados a analizar la visibilidad e intervisibilidad para definir e interpretar las cuencas visuales en el caso del mejor fondo escénico, mejores condiciones meteorológicas y ausencia de cualquier pantalla que no sea la topográfica.

No obstante, en las **zonas con altitud sobre el nivel del mar superior a los 1.500 m.**, el análisis medioambiental deberá extremarse, ya que en estas áreas, por lo general despobladas, la intervención humana si se ha producido lo ha hecho a pequeña escala.

En ellas frecuentemente se producen tormentas con abundante aparato eléctrico. Los aerogeneradores son puntos de atracción de rayos y las pendientes pronunciadas acentúan más el alto riesgo de impacto

en estas zonas, alejadas generalmente de los medios de protección contra incendios.

La densidad del aire disminuye con la altitud (a 1500 m. la densidad es aproximadamente un 88% de la existente a nivel del mar, teniendo en cuenta la corrección por temperatura atmosférica) y los aerogeneradores disminuyen la producción energética; igualmente, el rigor invernal puede influir en las actuaciones de las aeroturbinas. Todos estos factores deben hacer estudiar meticulosamente, tanto a las autoridades medioambientales como a los promotores eólicos, la instalación de parques en estas zonas, en su mayor parte, de alto valor natural.

Otro aspecto a considerar como impacto, lo constituye el **ruido** producido tanto mecánica como aerodinámicamente por los componentes en rotación. También en este punto, tanto la calidad de los mecanizados y tratamientos superficiales como los materiales que constituyen las palas permiten que, en ausencia de barreras orográficas o vegetales, los niveles de ruido no superen los 48 dB a una distancia de 200 metros del aerogenerador.

Los **impactos sobre la fauna**, vertebrados principalmente, se manifiestan durante la fase de obra con desplazamientos temporales, comprobándose que finalizada ésta vuelven al área del parque a pesar de la incidencia del ruido y de las labores de mantenimiento en la instalación. Las aves son previsiblemente las más afectadas por el riesgo de colisión contra las palas, torres y tendidos eléctricos, si bien la previsión de posibles impactos no es igual para todas ellas dependiendo de su tamaño, tipo de visión y agilidad en el vuelo. Los datos disponibles, sin ser totalmente definitivos, indican que, aun en zonas de paso de grandes bandadas de aves migratorias, como es el caso de Tarifa, los impactos observados son pequeños.

De cualquier forma, la instalación de parques eólicos está precedida por un *Estudio*

de Impacto Ambiental que ha de ser aprobado por las autoridades de la Comunidad Autónoma correspondiente con el objetivo de obligar a los promotores de la instalación a adoptar las medidas pertinentes para minorar los posibles impactos negativos que pudieran producirse sobre el medio ambiente local. La realización de este tipo de estudios se justifica más por la sensibilidad social en las áreas geográficas donde se ubican que por las características de este tipo de instalaciones, cuyos efectos ambientales negativos suelen ser muy inferiores a los producidos por cualquier otra actividad de producción energética.

La aprobación medioambiental mencionada suele estar acompañada tanto de medidas correctoras para el diseño global de la instalación como para el posicionamiento de aerogeneradores, restauración de la cubierta vegetal, formas de torres, pinturas o enterramiento de líneas eléctricas, así como de un plan de vigilancia cuya función básica es garantizar la afectación mínima del parque al entorno en el que está situado.

Para evaluar correctamente el impacto de estas instalaciones sobre el medio ambiente, es preciso destacar los **efectos positivos** y, entre ellos, la ausencia de cualquier tipo de emisiones contaminantes a la atmósfera.

En este sentido, una planta de 10 MW evita la emisión a la atmósfera de unas 22.500 t anuales de CO₂, principal gas de efecto invernadero, que se verterían de otro modo a la atmósfera utilizando las centrales térmicas convencionales.

3. COSTES DE INVERSIÓN

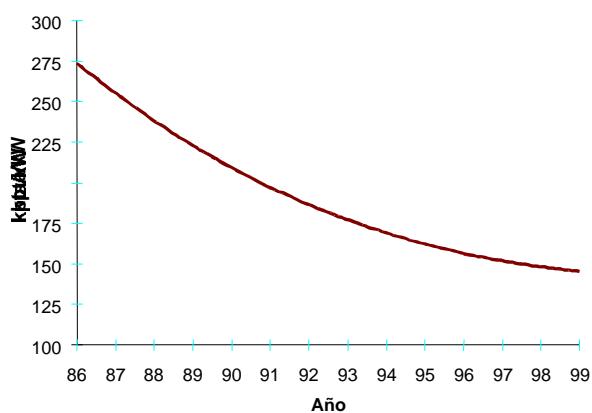
En este apartado se valora fundamentalmente el coste de las instalaciones con máquinas de media potencia. Es preciso, sin embargo, realizar una breve reseña sobre el coste de aerogeneradores de muy pequeña potencia,

que depende de su aplicación específica. El coste de los minigeneradores empleados para producción de energía eléctrica oscila entre 1.000 y 250 kpta/kW instalado en función de la potencia suministrada. para equipos de bombeo el coste del sistema varía entre 450 y 250 kpta/m dependiendo del diámetro de la aerobomba.

El sector eólico se ha caracterizado por un rápido desarrollo tecnológico y, en estos momentos, por unas expectativas de fabricación de máquinas que podrían alcanzar unas inversiones de 140.000 Mpta para el año 1999.

El gráfico IV.1.1 que sigue recoge la evolución de los costes por kW instalado desde 1986 hasta 1998 y la previsión para el cierre de este año para máquinas de media potencia.

Gráfico IV.1.1 Evolución del coste por kW instalado (pta Corrientes)



Fuente: IDAE

La **inversión** a realizar para la instalación de un parque eólico se ve especialmente afectada, además de por el propio coste de los aerogeneradores, por el coste de la línea y el equipamiento eléctrico necesario para la interconexión.

Este último factor constituye frecuentemente una causa de incertidumbre que afecta a la viabilidad económica del proyecto, y su cuantificación pasa normalmente, por alcanzar un acuerdo previo con la compañía distribuidora de electricidad

que tenga en cuenta no sólo los costes de la línea de conexión sino las modificaciones que se requieran en la red de distribución o transporte. Estas dificultades son a menudo tan importantes que están ralentizando e incluso comprometiendo seriamente las financiaciones de los parques eólicos.

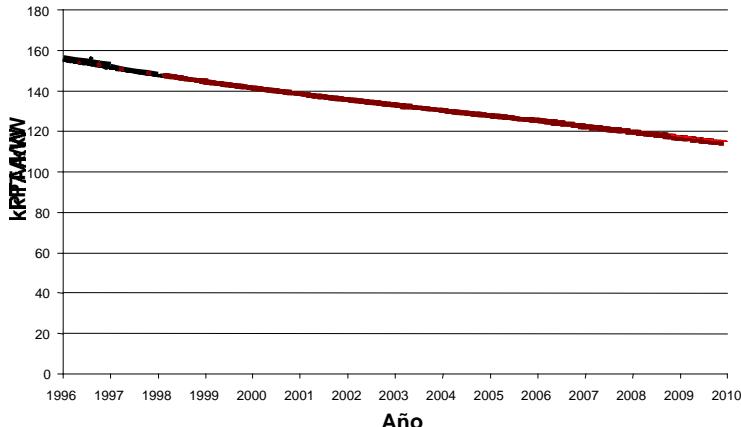
Los costes de conexión, las tasas a la administración local, que aunque reguladas suelen ser acordadas entre promotores y autoridades municipales, y los costes de los terrenos son difíciles de cuantificar, pero en cualquier caso están sufriendo un aumento progresivo en los últimos años.

Para un parque considerado como "caso tipo", de 15 MW de potencia nominal, constituido por máquinas de 600 ó 700 kW de potencia unitaria, con altura de buje de 45 m., con una orografía normal y una línea de conexión de 10 km a 132 KV, la inversión total sería de unos 2.160 Mpta. En este total, los aerogeneradores significarían el 75%, el equipamiento electromecánico incluida línea de transporte el 14% y la obra civil el 6%, correspondiendo el 5% restante a los estudios de evaluación de recursos eólicos, impacto ambiental, promoción, tramitación de permisos e ingeniería. La vida operativa de la instalación se estima en 20 años y la producción eléctrica media la equivalente a 2.400 horas anuales de funcionamiento a potencia nominal. Por su parte, los costes de explotación medios suponen anualmente del orden de un 3% de los costes de inversión.

La inversión señalada supone un ratio de 144.000 pta/kW instalado en 1999 que, teniendo en cuenta principalmente el coste previsto de los aerogeneradores, evolucionará de acuerdo con el siguiente gráfico en el horizonte del presente Plan.

Los gastos de explotación se prevé que permanezcan prácticamente constantes en moneda corriente debido a la compensación que supondrá la disminución del coste de los repuestos con el del aumento del resto de las partidas que conforman estos gastos.

**Gráfico IV.1.2 Evolución del coste por kW instalado
(pta corrientes) (Periodo 1996 - 2010)**



Fuente: IDAE

4. BARRERAS

Varios factores han contribuido a que la energía eólica haya experimentando un notable desarrollo, pasando de una potencia instalada de 7 MW en 1990 a los 834 MW en funcionamiento a finales de 1998: junto a la existencia de unos elevados recursos, un marco normativo estable para la producción eléctrica ha permitido una rentabilidad razonable para los inversores, que han superado la primera fase de incertidumbre en la que se movía la energía eólica a principios de esta década.

La regulación de los procedimientos administrativos para la autorización de instalaciones en varias Comunidades Autónomas con grandes recursos eólicos, la madurez tecnológica que permite una fabricación “casi en serie” y un amplio consenso entre los actores del sector, han conformado un entorno que hace previsible que en los próximos años nuestro país se coloque en una posición privilegiada dentro del mundo eólico.

No obstante lo anterior, permanecen ciertos factores que provocan una desventaja

competitiva de la energía eólica frente a los recursos convencionales y otros cuya mejora supondría un desarrollo más armónico y estable en el sector.

Entre los primeros, cabe destacar la no inclusión en el coste energético de los combustibles convencionales de los denominados *costes externos* sociales y medioambientales, como ya se ha comentado en el capítulo 1 del presente Plan. La inclusión de estos costes supondría, de acuerdo con estudios realizados para la Unión Europea en su conjunto, la entrada de la energía eólica en una situación de competitividad plena frente a las energías tradicionales.

Entre los segundos, hay que señalar principalmente la mejora de la infraestructura de evacuación de la energía eléctrica, dado que, de la eliminación de este obstáculo depende en buena medida el grado de consecución de los objetivos eólicos para los próximos años. Entre estos factores, cabe mencionar también la búsqueda del consenso entre los distintos actores involucrados y la adecuación de los niveles tecnológicos a las necesidades del mercado.

Sin duda, **la falta de redes de evacuación** adecuadamente dimensionadas y capaces de admitir los niveles de energía eléctrica producida constituye el problema que con mayor fuerza está afectando negativamente a la implantación de parques eólicos.

Generalmente, los parques están situados en zonas en las que la electrificación no suele ser muy intensiva, por lo que es necesario invertir cantidades apreciables de dinero en la modificación de la infraestructura eléctrica. En algunos casos, debido a la lejanía del punto de producción al de conexión a la red, el promotor se ve obligado a invertir una cantidad elevada en la línea de conexión comprometiendo seriamente la rentabilidad del proyecto. Es importante destacar que este problema convierte a veces en irrealizables proyectos con una buena calidad del recurso y poca o nula problemática de orden ambiental.

En otros casos, el problema se encuentra en las modificaciones que deben hacerse en la línea existente de distribución de electricidad para permitir la absorción de la nueva potencia instalada.

Por último, en algunas zonas, las solicitudes de conexión pueden ser numerosas y requerir la agrupación de varios promotores para acometer las inversiones en las infraestructuras necesarias para la evacuación de energía hasta el punto de conexión a la red de distribución. Ello crea dificultades de gestión que requieren un esfuerzo adicional de las compañías eléctricas, de los promotores y de la propia administración como órgano arbitral.

La preocupación por el medio ambiente y por una política energética sostenible es relativamente reciente y la **actitud que presentan los distintos sectores** involucrados es determinante para el desarrollo de la energía eólica. Aunque la imagen

pública que proyecta la energía eólica es generalmente favorable, a veces ésta no es suficiente para que se lleve a cabo la instalación de grandes parques eólicos. Mientras que los grupos ecologistas más importantes del país son favorables al desarrollo eólico y actúan con criterios positivos hacia su implantación, es frecuente que grupos de carácter local planteen problemas derivados de una percepción desmesurada del potencial impacto visual, sobre las aves o sobre el terreno.

En este orden de cosas, es considerablemente grave en algunos casos la falta de criterios objetivos para establecer las condiciones para la implantación de instalaciones de aprovechamiento de la energía eólica desde el punto de vista medioambiental. La estructura político-administrativa de España, con la división existente entre el gobierno central y los autonómicos, con competencia en temas de medio ambiente, ayuda además a que imperen muchas veces criterios localistas frente a otros más globales.

Por otra parte, la administración local está representando un papel muy importante en el desarrollo de la energía eólica. Los ayuntamientos participan activamente tanto en el proceso de autorización y puesta en marcha de los parques eólicos, como en la fase de explotación. Asimismo, el Ayuntamiento, como entidad administrativa más próxima a la realidad del terreno, puede proporcionar la información más fiable y precisa a la administración responsable del tema medioambiental. Una actitud positiva del municipio en el que se va a implantar un parque redundará en un correcto desarrollo de la actividad, pero una actitud negativa imposibilita o retrasa la normal ejecución de una instalación.

Subyace, en general, un sentimiento en los Ayuntamientos de que dentro de su municipio existe un recurso que motiva inversio-

nes apreciables, pero que no proporcionan unos beneficios económicos adecuados. Esto ha supuesto que en la actualidad muchos promotores lleguen a acuerdos particulares con los municipios mediante los que se pagan tasas adicionales a las establecidas, ya sea en forma de un pago único con la puesta en marcha del parque eólico o escalonadamente mediante pagos anuales durante la vida operativa de la instalación. La repercusión que estos acuerdos no regulados y sometidos al arbitrio de la estrategia municipal correspondiente tienen sobre los promotores es inmediata: por un lado, crean retrasos difícilmente previsibles, consecuencia de la negociación, y por otro, ocasionan incertidumbre en el coste de la instalación y de la explotación del parque.

La tecnología eólica existente en España, tanto de origen nacional como la proveniente de transferencia tecnológica, es claramente madura para máquinas de media potencia, en el entorno de 600 kW. En este punto, aunque el nivel tecnológico de nuestro país puede compararse con garantía suficiente al de los países más avanzados en el sector, la evolución tecnológica constante y muy rápida en los últimos años hace que la competencia en el sector de fabricantes de aerogeneradores sea elevada. Aspectos como emisión de ruido, calidad de la energía entregada a la red, nuevos materiales y sobre todo, desarrollo de máquinas de potencia superior a los 1000 kW debe ser objetivo inmediato para las tecnologías nacionales que deseen permanecer en el mercado en los próximos años.

Por otra parte, se han creado en la Unión Europea grupos de trabajo para la elaboración de una normativa que regule y estandarice los equipos de aprovechamiento eólico, por lo que es preciso velar por que las decisiones tomadas en estos grupos se adecuen a las necesidades de las instalaciones que se están promoviendo en España, puesto que, de otro modo, podría perjudicarse la viabilidad de los equipos nacionales.

5. MEDIDAS E INCENTIVOS

Actualmente España se encuentra en una muy buena posición para convertirse en un país clave en el desarrollo del sector de la energía eólica; sin embargo, y teniendo en cuenta la problemática establecida en el apartado anterior, es necesario adoptar una serie de medidas de acompañamiento para alcanzar los objetivos energéticos propuestos para la energía eólica con vistas al año 2010. Estas medidas incluyen apoyos económicos (mantenimiento del Régimen Especial y ayuda para I+D+D), financiación de infraestructuras de evacuación de energía, regulación sobre trámites administrativos y mejora de la imagen pública.

Régimen Especial.

La Ley del Sector Eléctrico ha supuesto el apoyo más importante para el desarrollo de la energía eólica. Esta ley permite a los productores de electricidad con energía eólica y potencia inferior a 50 MW, incorporar su producción al sistema eléctrico sin someterse al sistema de ofertas y la percepción de una prima sobre el precio de oferta cuyo objeto es la consecución de tasas de rentabilidad razonables, a la par que la compensación de los beneficios medioambientales de la utilización de esta energía. El Real Decreto 2818/1998 de 23 de diciembre, que desarrolla la ley citada anteriormente, establece los requisitos y procedimientos para acogerse al régimen especial, los procedimientos de inscripción en el registro correspondiente, las condiciones de entrega de la energía y el régimen económico.

El mantenimiento del apoyo que establece esta legislación y la adecuada retribución del kWh generado con fuentes renovables se consideran imprescindibles para la consecución de los objetivos eólicos propuestos en el Plan.

Ayudas públicas para el desarrollo de I+D+D de la industria nacional.

La situación española actual en el mercado mundial de la energía eólica es, como ya se ha indicado, muy alentadora y puede permitir que el país se sitúe en una posición de líder tecnológico. Para ello, es necesario potenciar mediante ayudas públicas la investigación y desarrollo en las empresas nacionales en numerosos aspectos de la tecnología eólica que tienen todavía un amplio margen de evolución.

En esta etapa de desarrollo del sector es importante que el apoyo público se dirija sobre todo a la investigación, desarrollo y demostración en aplicaciones pre-comerciales.

Paralelamente, la necesidad de competir en un mercado en el que la potencia unitaria de los aerogeneradores, a muy corto plazo, se situará por encima de los 1000 kW, hace incuestionable el desarrollo y demostración de máquinas comerciales de mayor tamaño como modelos a aplicar en la próxima década. La experiencia obtenida en el desarrollo de las máquinas de tamaño medio (del orden de 600 kW) puede ser útil para conseguir, sin costes y riesgo mayores, el tipo de aerogeneradores nacionales que hoy se demandan. Igualmente, el desarrollo de nuevos aerogeneradores en el campo de la baja y muy baja potencia, requiere de un apoyo decidido por parte de la Administración. La medida que se presenta plantea la conveniencia de fijar un porcentaje específico del presupuesto de Investigación y Desarrollo para la energía eólica.

Financiación de las infraestructuras de evacuación de energía eléctrica.

Según se ha indicado, el desarrollo del sector eólico a medio y largo plazo pasa obligatoriamente por la adaptación de las líneas eléctricas para la evacuación de la energía producida en los parques eólicos.

En este sentido, y siguiendo las recomendaciones del Libro Blanco para las Energías Renovables, la Administración puede impulsar la aplicación de Fondos Europeos para el Desarrollo Regional (FEDER) para la co-financiación de los planes de desarrollo de la red que permitan una integración fiable y segura de los futuros parques eólicos en el sistema eléctrico.

Para la aplicación de esta medida, en primer lugar es necesario efectuar un estudio del estado de la red actual, de la ubicación geográfica del recurso eólico, y su toma en consideración para la planificación de la red de transporte y de distribución.

El análisis debería considerar de forma global las condiciones de funcionamiento del sistema eléctrico, tanto en los aspectos de idoneidad como de seguridad y establecer un desarrollo coherente de la red, a la vez que unas exigencias técnicas de conexión. Asimismo se deberían poner de manifiesto los requerimientos que la expansión de la generación eólica pueda conllevar en la operación del sistema. Este estudio puede ser impulsado por el propio Ministerio de Industria y Energía, con la colaboración de Red Eléctrica de España, de las compañías eléctricas distribuidoras y de las respectivas Consejerías de las Comunidades Autónomas.

Regulación de los acuerdos económicos con las administraciones locales.

En la actualidad, muchos promotores están llegando a acuerdos particulares con los municipios, a los que pagan tasas distintas a las estrictamente reguladas, según se acuerde en las negociaciones específicas. Se propone que este acuerdo económico se considere un canon para la administración local que no suponga ningún coste adicional para el productor, al poderse desgravar íntegramente de la cuota del Impuesto sobre Sociedades. Este canon anual no debería ser superior al doble del I.A.E. correspondiente al parque. La medida que en sí misma no supone ningún

coste para la Administración, sí produce una desviación de fondos desde la Administración General del Estado a la Local.

Armonización de los requisitos de impacto ambiental.

Se propone que el Ministerio de Industria y Energía inicie un proceso de estudio en colaboración con el Ministerio de Medio Ambiente para establecer unos criterios consensuados, que sirvan de base para que las Comunidades Autónomas establezcan la legislación que consideren oportuna dentro de un marco armonizado.

La creación de un debate en el Gobierno central entre los responsables del Ministerio de Industria y Energía y Medio Ambiente, en el contexto que establece el apartado 23 del artículo 149 de la Constitución Española que permite establecer la legislación básica en los temas medio ambientales, debe proporcionar un marco general del que puedan derivarse criterios de actuación claros a las consejerías respectivas de los gobiernos autonómicos.

Campañas de imagen y formación.

Se propone poner en marcha campañas de imagen para exponer los beneficios y la necesidad del uso de las energías renovables y de la energía eólica en particular frente a las energías convencionales. El objetivo es mejorar la percepción de la población en general y, más concretamente, de la población que acoja parques eólicos y de sus ayuntamientos.

Igualmente, se propone iniciar programas en los distintos niveles educativos, dentro de las asignaturas correspondientes del plan de formación escolar y universitaria, en los que se incluya un abanico de temas específicos relacionados con las fuentes renovables, así como la formación de investigadores en este campo.

Potenciar la presencia en la elaboración de una normativa europea.

Se considera de vital importancia aumentar la presencia, tanto oficial como de los fabri-

cantes de equipos y tecnólogos españoles en las discusiones sobre la armonización de criterios que deben llevar a la elaboración de una normativa en el ámbito europeo. Es muy importante que las exigencias técnicas que se planteen en la normativa se adapten a la realidad del tipo de instalaciones que se están haciendo en España y evitar que puedan perjudicar de manera importante la viabilidad de los equipos nacionales.

Ayudas a la exportación.

Se propone incluir la energía eólica como producto tecnológico a ofrecer en las misiones comerciales efectuadas por los miembros del Gobierno a terceros países y establecer una política coordinada entre el Ministerio de Economía y Hacienda y el de Industria y Energía para que se incluyan en la atribución de créditos FAD las instalaciones de aprovechamiento eólico.

6. PREVISIONES DEL MERCADO

Existe una serie de factores determinantes para fijar el crecimiento futuro de la energía eólica. Algunos de ellos (tecnologías, costes, efectos ambientales, barreras y medidas para superarlas) han sido ya expuestos. Otros, incluidos recursos, evolución de la potencia eólica instalada y capacidad industrial se analizan brevemente en este apartado.

La evaluación del **potencial eólico disponible** es una labor compleja que requiere la utilización de técnicas y aparatos de medición específicos a situar en zonas concretas y durante tiempos suficientemente dilatados. Por otra parte, el **potencial neto técnicamente aprovechable**, es decir, aquél que ha tenido en cuenta limitaciones técnicas, económicas, sociales o medioambientales, es altamente sensible a la evolución del nivel tecnológico de los aerogeneradores, es decir, no se trata de un valor estable.

En la tabla que sigue se han introducido, por Comunidades Autónomas, los potenciales hoy considerados como técnicamente aprovechables, reconociendo que próximos y futuros estudios incrementarán sensiblemente estas cifras. Para el objetivo de este capítulo es suficiente conocer que el potencial neto total, 15.100 MW, es superior a las máximas expectativas de instalación de potencia eólica hasta el año 2010.

De acuerdo con los datos obtenidos tras la consulta a los fabricantes de aerogeneradores afincados en España, en el año 1998 suministraron 370 MW, mientras que la previsión para 1999 es de 975 MW y su **potencial de fabricación** podría alcanzar unos 1.500 MW anuales si la demanda así lo requiriese, sin realizar inversiones especialmente notorias.

Tabla IV.1.1.

Potencial eólico neto por Comunidades Autónomas (MW)

CC.AA	Potencial eólico neto (MW)
Andalucía	1.500
Aragón	2.000
Asturias	400
Baleares	100
Canarias	300
Cantabria	300
Castilla y León	1.500
Castilla – La Mancha	1.000
Cataluña	1.300
Extremadura	500
Galicia	3.500
Madrid	100
Murcia	350
Navarra	650
Rioja	450
Comun. Valenciana	700
País Vasco	450
TOTAL	15.100

Fuente: APPA y otros

Alrededor de los fabricantes se ha desarrollado un nuevo sector industrial especializado, creándose nuevas empresas o adaptándose otras, para la fabricación de componentes. Existen actualmente unas 200 empresas involucradas y otras muchas aproximándose al sector. Como consecuencia de lo anterior, no existe limitación

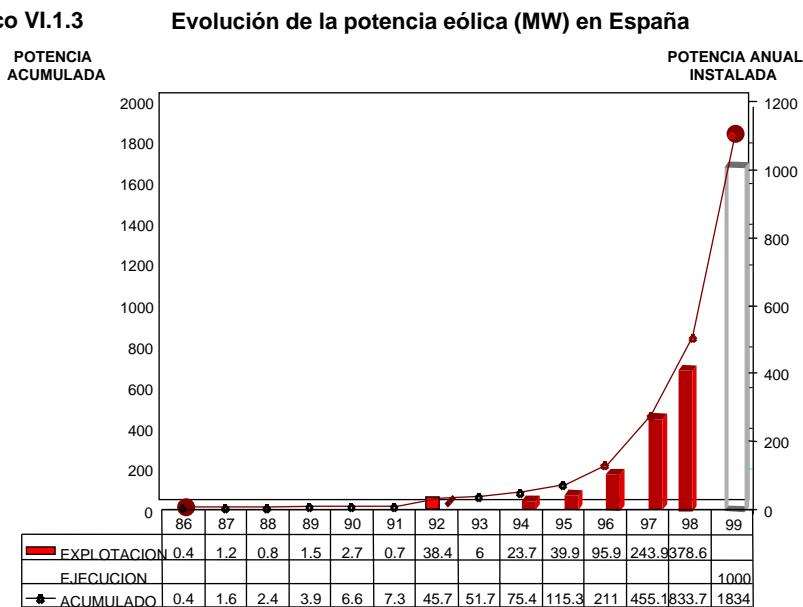
alguna de la infraestructura industrial nacional para alcanzar el objetivo eólico para el año 2010.

En el gráfico que sigue se muestra la evolución de la potencia instalada anualmente, así como la acumulada, desde 1986 hasta 1998, incluyéndose la previsión de potencia a instalar en 1999¹. Hay que señalar que la potencia anual instalada se ha duplicado anualmente desde 1995.

Teniendo en cuenta los distintos factores analizados, se presenta a continuación una tabla con los **objetivos eólicos** que se espera conseguir **en el año 2010**, en cada una de las Comunidades Autónomas. La instalación de 8.140 MW presupone la eliminación de las barreras más importantes (capacidad de evacuación eléctrica, ampliación del consenso existente, armonización de los requisitos medio ambientales y consolidación del sector tecnológico) antes del año 2001, siendo además absolutamente imprescindible que se mantenga el marco eléctrico normativo actual sin variaciones sensibles en las tarifas.

¹ La previsión de 1000 MW a instalar durante 1999 se ha obtenido tras la consulta a fabricantes y promotores, estando en proceso de revisión con las Consejerías de Industria de las Comunidades Autónomas.

Gráfico VI.1.3



Fuente: IDAE

Tabla IV.1.2.

Objetivos eólicos de potencia por Comunidades Autónomas (MW)

CC.AA	Acumulado 31.12.98	Objetivo Plan de Fomento	Acumulado año 2010
Andalucía	115	985	1.100
Aragón	128	872	1.000
Asturias		300	300
Baleares		49	49
Canarias	80	170	250
Cantabria		300	300
Castilla y León	16	834	850
Castilla – La Mancha		400	400
Cataluña	20	405	425
Extremadura		225	225
Galicia	232	2268	2.500
Madrid		50	50
Murcia	6	294	300
Navarra	237	398	635
La Rioja		100	100
Comunidad Valenciana		290	290
País Vasco		200	200
TOTAL	834	8.140	8.974

Fuente: IDAE

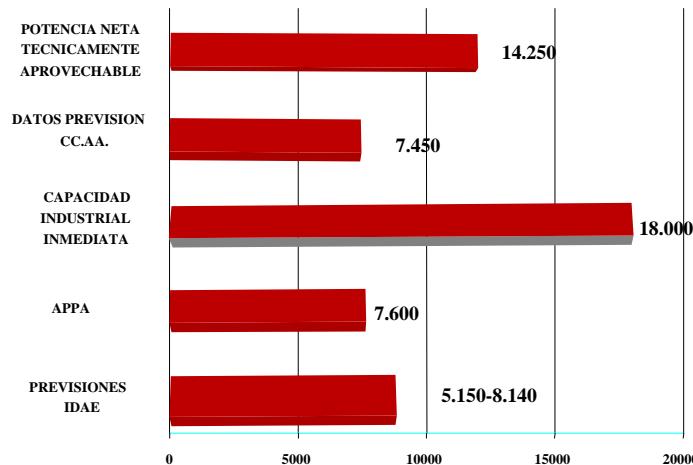
7. CONCLUSIONES

Las previsiones realizadas por el IDAE para el año 2010 están basadas en las siguientes consideraciones:

- El **potencial neto técnicamente aprovechable** se estima actualmente en 15.100 MW.
- La **industria nacional de aerogeneradores** es capaz de fabricar, en el período de aplicación del Plan, unos 18.000 MW.
- Las **Comunidades Autónomas** han estimado unos objetivos en el ámbito temporal de aplicación del Plan (1999-2010) de unos 7.450 MW.
- La **Asociación de Pequeños Productores y Autogeneradores de Electricidad (APPA)** ha estimado una potencia instalable antes de finalizar el año 2010 de aproximadamente 7.600 MW (período 1999-2010).

— IDAE ha realizado dos previsiones: la primera, denominada de *Política Actual*, presupone una percepción social negativa de la energía eólica permaneciendo el resto de parámetros, con unos resultados estimados en términos de potencia instalada de 5.150 MW; el segundo escenario, *Promoción Activa*, considera que se han eliminado las barreras actuales antes del año 2001 con unos resultados que se traducen en un incremento de 8.140 MW de la potencia instalada en el período de vigencia del Plan. Hasta el año 2006 incluido sería factible instalar aproximadamente 5.550 nuevos MW. Para los cuatro años restantes del Plan (2007-2010) se estima un ritmo de crecimiento de 650 MW anuales.

**Gráfico IV.1.4 Incrementos de potencia previstos (MW)
en el periodo 1999-2010**



Fuente: IDAE; APPA y CC.AA. para las previsiones propias

8. BIBLIOGRAFÍA

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. BOE núm. 285, 28 de noviembre de 1997.
- Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración. BOE núm. 312, 30 de diciembre de 1998.
- Comisión Consultiva de Ahorro y Eficiencia Energética. Grupo de Trabajo de Energías Renovables. IDAE.
- Manuales de energías renovables. Energía Eólica. Edición 1996. IDAE.
- Las Energías Renovables en España. Balance y Perspectivas. Edición 1998. IDAE.
- Anuario de proyectos. Energías Renovables en España. Edición 1998. IDAE.
- Basic Aspects for Application of Wind Energy. Comission of the European Communities. IDAE. 1994.
- Jornadas de Energía Eólica en España. Zaragoza, 1996 Libro de Ponencias. IDAE.
- Jornadas de Energía Eólica. Santiago de Compostela, 1997. Libro de Ponencias. IDAE.
- Jornadas sobre Energía Eólica. Santiago de Compostela, 1999. Libro de Ponencias. IDAE.
- Estudio de base para el Plan de Fomento al año 2010. Energía Eólica. Noviembre de 1998. APPA.
- Propuesta para el Plan de Fomento al año 2010. Energía Eólica. Diciembre de 1998. APPA.
- Las Energías Renovables en Aragón. Datos de diagnóstico y perspectivas para una planificación y toma de decisiones. Departamento de Economía, Hacienda y Fomento- IDAE. Octubre 1997.
- Estrategia Energética de Euskadi 2005. Marco General de Actuación. Departamento de Industria, Agricultura y Pesca - Ente Vasco de la Energía. Mayo 1997.
- Plan de Energías Renovables de Extremadura. Objetivos y Estrategias de Actuación. Consejería de Economía, Industria y Hacienda - IDAE 1999.
- Plan de Energías Renovables de la Comunidad Valenciana. Generalitat Valenciana. IMPIVA-IDAE. 1998.
- Plan de Energías Renovables en Canarias. Consejería de Industria y Comercio – IDAE 1994.
- Plan de Energías Renovables en la Comunidad Autónoma de Murcia. Consejería de Industria, Trabajo y Turismo – IDAE 1996.
- Libro Verde de las Energías Renovables en Cataluña. Generalitat de Catalunya – ICAEN. 1997.
- Plan Energético de Galicia. Xunta de Galicia. 1995.
- Plan Energético de Navarra. Departamento de Industria, Comercio y Turismo. 1996.

- Plan Energético de Andalucía 1994-2000. Consejería de Trabajo e Industria. 1994.
- Plan Energético del Principado de Asturias. 1996.
- Plan Regional de Energía en Castilla y León. Consejería de Economía y Hacienda. 1995.
- Energía para el Futuro: Fuentes de Energía Renovables. Libro Blanco para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios. Comisión de las Comunidades Europeas. COM (97) 599.
- Declaración de Madrid. Un Plan de Acción para las fuentes de Energías Renovables. Marzo de 1994. Comisión Europea.
- Teres II. The Renewable Energy Study. Altener Programme. November 1996.
- The Altener Programme: Renewable energy entering the 21st Century. Sitges, 1996. Book of Proceedings. ICAEN-IDAE.
- Altener II. Convocatoria de propuestas para acciones relacionadas con el fomento de las fuentes de energía renovables en la Unión Europea (1998) (98/c 164/08).
- Decisión 98/352/CE por la que se establece el programa comunitario Altener II. Publicado en el DOCE L 159 de 29 de mayo de 1998.
- Decisión del Consejo de 25 de enero de 1999 por la que se aprueba un programa específico de investigación, demostración y desarrollo tecnológicos sobre “Energías, medio ambiente y desarrollo sostenible” (1998-2002). (1999/170/CE). DOCE L 64/58 de 12 de marzo de 1999.
- Directiva 97/11/CE del Consejo de 3 de marzo de 1997 relativa a la evaluación de las repercusiones de determinados proyectos públicos y privados sobre el medio ambiente.
- Situation of Renewable Energy Sources in the European Union. Grupo de Trabajo de las Energías Renovables de EnR. 1999.
- Ener-lure. Legislación relativa a las fuentes de energía renovables en los estados miembros de la Unión Europea. Programa Altener. En preparación.
- Impacto de las Energías Renovables sobre el Empleo y el Crecimiento Económico. Programa Altener. En preparación.
- Panorama de la Energía Eólica en España. Respuesta de la industria nacional a la utilización de la Energía Eólica. CIEMAT. Abril 1997.
- Wind Energy Annual Report. International Energy Agency. 1997.
- Wind Energy in Europe. Time for Action. European Commission. Octubre 1991. EWEA.
- A Plan for Action in Europe. Wind Energy, The Facts. European Commission. Altener Programme. 1999. EWEA.
- WEGA II. Large Wind Turbines. DGXII. Non nuclear energy JOULE II. Abril 1996.
- Tecnología y Futuro de las Energías Renovables. Evolución Tecnológica de los aerogeneradores. I.I.T. Pamplona, 1996.
- Wind Stats Newsletter. Wind Power Monthly. Publicación trimestral
- Wind Energy. John Wiley and Sons. Publicación Trimestral.

ÁREA HIDROELÉCTRICA

CAPÍTULO 4.2

PLAN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Diciembre 1999

4.2. ÁREA HIDROELÉCTRICA

1. ASPECTOS TECNOLÓGICOS

Actualmente las turbinas hidráulicas en sus diversas variantes 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 1.800 m de salto neto con altos rendimientos mecánicos.

Los equipos asociados, como el regulador de velocidad, son electrónicos y han permitido un incremento considerable en la precisión de regulación.

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 España se construyen todos los tipos de turbinas hidráulicas, estando presentes los más prestigiosos fabricantes licenciatarios de multinacionales extranjeras.

En relación con las **obras civiles**, que ocupan una parte importante en la construcción de centrales hidroeléctricas, su desarrollo tecnológico se centra principalmente en evitar en lo posible la degradación ambiental, minimizando sobre todo los grandes movimientos de tierra, para lo cual se tiende a nuevos sistemas de construcción y al empleo de materiales prefabricados.

Últimamente se vienen usando azudes o presas inflables en lugar de los diseños

clásicos. Asimismo, en los saltos de poca potencia se emplean tuberías de polímeros plásticos, que son menos pesados y abaratan la construcción.

En cuanto a las **ingenierías**, que son la base para el diseño, construcción y puesta en marcha de centrales hidroeléctricas, puede afirmarse que han alcanzado un grado de profesionalidad importante, con equipos humanos sumamente cualificados y bien dimensionados.

Por último, hay que señalar que en España existe un número suficiente de fabricantes de bienes de equipo, así como instaladores y montadores con la capacidad tecnológica necesaria para satisfacer las demandas del mercado y proporcionar un servicio óptimo.

2. ASPECTOS MEDIOAMBIENTALES

La incidencia de los proyectos de centrales hidroeléctricas en el medio ambiente es generalmente escasa, y sus repercusiones suelen ser muy concretas y de ámbito local, lo cual permite acciones para su control relativamente simples y no demasiado costosas.

Los impactos ambientales que se producen en la ejecución de los proyectos de centrales hidroeléctricas son escasos, si bien 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. No obstante, cuando estos impactos resultan inevitables, deberán tomarse medidas correctoras tendentes 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.

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.

La energía hidroeléctrica presenta una gran ventaja desde el punto de vista medioambiental, como es poder cubrir necesidades energéticas sin tener que utilizar recursos naturales agotables, con la ventaja de que no emite contaminantes a la atmósfera ni produce residuos de difícil eliminación.

3. COSTES DE INVERSIÓN Y DE IMPLANTACIÓN

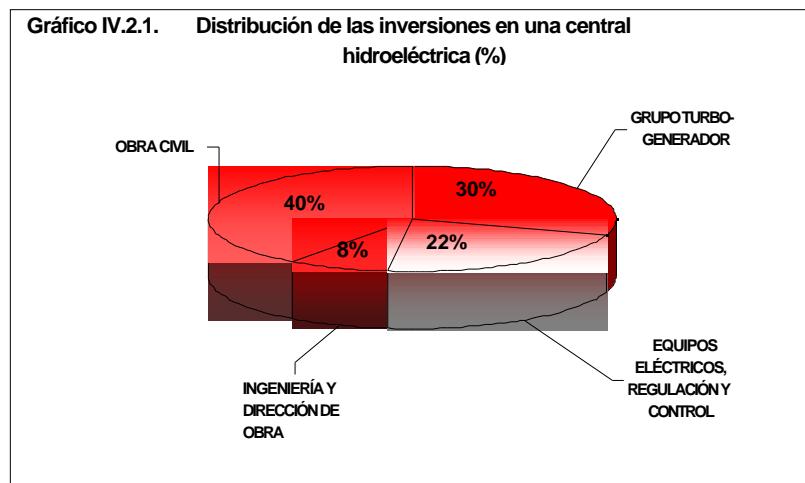
El coste de inversión y de implantación de una central hidroeléctrica está sujeto a múltiples variaciones, debido a la influencia que ejercen diversos

factores como la orografía del terreno, el porcentaje del terreno público y privado, el tamaño de la instalación, los accesos, los caudales a turbinar, la altura del salto, la situación a pie de presa o fluyente, el punto de interconexión y la tensión de la línea de evacuación. No obstante y 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.

Para estimar el coste real de inversión de una central hidroeléctrica, es preciso elaborar un proyecto constructivo y realizar un presupuesto particularizado para cada aprovechamiento.

En toda central hidroeléctrica es necesaria la confección de un proyecto de obras e instalaciones cuyo coste depende del volumen de obra y de sus dificultades. Si englobamos este coste con el que supone el seguimiento de la obra y la dirección de la misma por parte de un profesional competente o una empresa de ingeniería, el coste total de esta partida puede oscilar entre un 6% y un 10% del coste total de la ejecución material.

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



Fuente: IDAE

Los porcentajes correspondientes a cada partida pueden variar dependiendo de las características de la central. En una rehabilitación, la obra civil disminuye, mientras que en una central de alta montaña la parte correspondiente a obra civil aumentará debido a la dificultad de ejecución.

Una vez que una central hidroeléctrica se ha puesto en marcha, incurre en otros costes, como los de explotación y mantenimiento, cuyos componentes principales son el coste de personal, de materiales (tubos fungibles, repuestos, etc.), de seguros, impuestos, tasas y gravámenes y cos-

tes generales de organización y administración. La estimación de estos costes se hace anualmente.

Estos costes de explotación y mantenimiento dependen a su vez de innumerables factores, entre ellos, el tipo de equipo instalado, el grado de automatismo y el índice de averías siendo difícil aventurar cifras que sirvan para todas las instalaciones.

Para dos casos tipo, los costes se han tratado de recoger en la siguiente tabla:

Tabla IV.2.1.

Parámetros básicos de dos centrales hidroeléctricas tipo

	CENTRAL FLUYENTE	CENTRAL PIE DE PRESA
Potencia instalada	5.000 kW	20.000 kW
Ratio medio inversión	200.000 pta /kW	100.000 pta/kW
Horas equivalentes	3.100	2.000
Energía producida	15.500 MWh/año	40.000 MWh/año
Vida útil	25 años	25 años
Previo venta energía	11,2 pta/kWh.	9,47 pta/kWh.
Coste de mantenimiento	30.000.000.- pta/año 1,94 pta/kWh	40.000.000.- pta/año 1 pta/kWh
Canon hidráulico	/	2 pta/kWh

Fuente: IDAE

4. BARRERAS

Las centrales hidroeléctricas, en todos los trámites necesarios para su puesta en explotación, se enfrentan a una serie de barreras que dificultan y crean incertidumbres en la realización de inversiones por parte de los promotores. Las principales barreras al desarrollo de las centrales hidroeléctricas pueden clasificarse en tres grandes grupos, administrativas, financieras y sociales y medioambientales:

Las **barreras administrativas** son las ocasionadas por los organismos de las Administraciones central, autonómica y local.

Los organismos de cuenca, responsables de la tramitación de los expedientes concesionales, tienen un período promedio de respuesta de más de cinco años.

La lentitud administrativa de las Comunidades Autónomas, responsables de la aprobación del proyecto, 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 el principal inconveniente para el desarrollo del proyecto.

Esta situación es el resultado, fundamentalmente, de la ausencia de plazos al otorgamiento de autorizaciones, falta de visión global de las distintas consejerías de la administración autonómica y de las opiniones contrarias de las distintas consejerías, sobre todo de Industria, Medio Ambiente y Agricultura y Pesca.

Los problemas que plantean los Ayuntamientos, responsables del otorgamiento de la licencia de obras, se refieren al aumento progresivo de las exigencias económicas, al excesivo poder para frenar un proyecto a través de la negativa a otorgar la licencia -a pesar de que se disponga de la concesión y del resto de los permisos-, y la falta de preparación técnica en el caso de pequeños municipios, siendo muy influenciables

por los grupos ecologistas locales y las compañías eléctricas.

Las **barreras financieras** se refieren a la dificultad de encontrar financiación para el desarrollo de estos proyectos, debido principalmente a la incertidumbre que crea la evolución del sistema de tarifas a medio y largo plazo, el desconcierto que las entidades financieras tienen de este sector, a la complejidad de los proyectos a financiar, y a la exigencia por parte de las entidades financieras de estudios técnicos-económicos de alta calidad con un importante coste.

Las **barreras sociales y medioambientales** se refieren, en general, a la desinformación sobre los efectos positivos sobre el medioambiente de este tipo de energías y a la acusada influencia de mensajes de tipo conservacionista, así como el establecimiento de cuadales ecológicos, impuestos con criterios arbitrarios, poco sólidos técnicamente.

5. MEDIDAS E INCENTIVOS

Teniendo en cuenta el alto potencial hidroeléctrico técnicamente desarollable que existe en España, y sus favorables efectos medioambientales sería necesario poner en marcha una serie de medidas e incentivos que incrementasen el aprovechamiento de este tipo de energía en el territorio nacional.

La **armonización de los requisitos de impacto ambiental** es una de las medidas más urgentes, para lo cual el Ministerio de Medio Ambiente debe establecer unos criterios consensuados con las Consejerías implicadas de las Comunidades Autónomas, con el objetivo de que se establezca la legislación que se considere oportuna dentro de un marco armonizado y teniendo en cuenta la unidad de cuenca.

La **agilización de la tramitación concesional** es otra de las medidas que deben tomarse, ya que el procedimiento actual es

largo y complicado, tardándose más de cinco años en conseguir el otorgamiento de una concesión.

La **incoación de expediente de caducidad concesional de oficio** para todos los aprovechamientos hidroeléctricos que hayan interrumpido la explotación durante tres años consecutivos de acuerdo con el artículo 64.2 de la Ley 29/1985 de aguas, debe ser otra de las medidas a adoptar con el fin de evitar tener cautivos recursos hidroeléctricos.

La **creación de líneas de financiación** para las inversiones en activos fijos destinadas a la producción de electricidad mediante centrales hidroeléctricas contribuirá, asimismo, a fomentar este tipo de energía, por lo que se propone la financiación preferente mediante la bonificación de los tipos de interés por parte de las Administraciones Públicas, ya sea a través del Instituto de Crédito Oficial o de entidades privadas de crédito, así como la inclusión de las inversiones en centrales hidráulicas en el cómputo de reservas técnicas y coeficientes legales de determinados fondos de inversión.

6. PREVISIÓN DEL MERCADO

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 ver tabla IV.2.2.

Si a la evaluación realizada en 1980, se le descuenta el que ya está desarrollado así

como las centrales que se encuentran en ejecución y en trámite concesional, puede deducirse el potencial restante técnicamente desarollable y pendiente de realizar. A finales de 1998 sería el que se expresa en el tabla de la página siguiente (ver tabla IV.2.3.).

Este potencial hidroeléctrico pendiente de desarrollar es muy difícil que llegue a aprovecharse a corto y medio plazo por diferentes motivos, entre otros, el hecho de que muchos de los aprovechamientos hidráulicos estén situados en tramos de ríos reservados para pesca o incluidos en parques nacionales.

Otras dificultades vienen dadas por la competencia en los usos del agua, la utilización exhaustiva de las aportaciones disponibles para riegos, la gran dificultad para la ocupación de tramos que serían afectados por las obras y embalses, y el que muchos aprovechamientos para ser utilizados, necesitan que el Estado construya la infraestructura necesaria (presas).

Por tanto, los objetivos del presente Plan se fijan sobre la base de los aprovechamientos que están en fase de ejecución y en trámite concesional o proyecto por parte de la Administración.

Se entiende por aprovechamientos en ejecución, aquéllos que han superado el trámite concesional, aun cuando no se haya iniciado aún la construcción del mismo.

En proyecto, en cambio, están aquellos que aún no han obtenido la concesión y se encuentran en estudio por parte de las Confederaciones Hidrográficas.

Su distribución por Comunidades Autónomas está representada en la tabla IV.2.4.

PLAN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Tabla IV.2.2.

Potencial hidroeléctrico en España (GWh/año)

CUENCA	POTENCIAL ACTUALMENTE DESARROLLADO	POTENCIAL DE FUTURA UTILIZACIÓN			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

Fuente: Estudio aprovechamiento del potencial: MOPU, MINER, UNESA, e INTECSA

Tabla IV.2.3

Potencial hidroeléctrico pendiente de desarrollo		
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS	POTENCIAL (GWh/año)	POTENCIA A INSTALAR (MW)
POTENCIA 10 MW	3.314	1.069
POTENCIA ENTRE 10 Y 50 MW	15.383	7.691

Fuente: IDAE

Tabla IV.2.4

Distribución por Comunidades Autónomas de los aprovechamientos hidráulicos en ejecución y en proyecto (<10MW)

CENTRALES HIDROELÉCTRICAS < 10 MW				
COMUNIDAD AUTONOMA	C.H. EJECUCIÓN		C.H. PROYECTO	
	Nº	POTENCIA (MW)	Nº	POTENCIA (MW)
ANDALUCÍA	5	11,7	18	53,7
ARAGÓN	13	20,3	96	232
ASTURIAS	21	40,2	43	114
BALEARES	0	-	0	0
CANARIAS	3	1,2	2	0,6
CANTABRIA	9	12,8	3	3,2
CASTILLA Y LEÓN	6	8,5	108	211,7
CASTILLA-LA MANCHA	55	86,1	36	55,5
CATALUÑA	21	26,3	81	200
EXTREMADURA	2	5,9	21	57,6
GALICIA	25	64,4	21	32,2
MADRID	4	2,4	1	0,07
MURCIA	1	1,3	0	0
NAVARRA	12	17,8	53	53,7
PAÍS VASCO	10	6,8	8	6,2
RIOJA, LA	4	3,1	10	8,6
VALENCIA	1	4,9	4	6,9
TOTAL	192	313,7	505	1.035,9

Fuente: IDAE

Tabla IV.2.5

Distribución por CC.AA. de los aprovechamientos hidráulicos en ejecución y en proyecto (>10MW)

C.H. EN EJECUCIÓN > 10 MW		
COMUNIDAD AUTONOMA	Nº	POTENCIA (MW)
COMUNIDAD VALENCIANA	1	20,4
CASTILLA Y LEÓN	1	135,5
TOTAL	2	155,9

C.H. EN PROYECTO > 10 MW		
COMUNIDAD AUTÓNOMA	Nº	POTENCIA (MW)
ANDALUCÍA	6	138,7
ARAGÓN	38	1.979,3
ASTURIAS	0	0
BALEARES	0	0
CANARIAS	0	0
CANTABRIA	0	0
CASTILLA Y LEÓN	7	131,3
CASTILLA-LA MANCHA	6	83,1
CATALUÑA	2	65,8
EXTREMADURA	1	18,6
GALICIA	2	42
MADRID	0	0
MURCIA	0	0
NAVARRA	1	19,2
VALENCIA	1	47,6
PAÍS VASCO	0	0
RIOJA, LA	1	14
TOTAL	65	2.539,7

Fuente: IDEA

Tabla IV.2.6

Número y potencia instalada en aprovechamientos hidroeléctricos de potencia (>10 MW)

CENTRALES EN PROYECTO				
	Nº	REPARTO (%)	POTENCIA (MW)	REPARTO (%)
10 – 50 MW	54	83	1.142,4	45
> 50 MW	11	17	1.397,3	55
TOTAL:	65	100	2.539,7	100

Fuente: IDAE

Los objetivos del Área Hidroeléctrica dentro del horizonte temporal del Plan, que abarca hasta el año 2010, después de analizar los recursos existentes así como la probabilidad de que sea posible su puesta en explotación en dicho período, estarán formados por la totalidad de los proyectos que se encuentran en ejecución y parte de las centrales que están tramitando la concesión.

Tabla IV.2.7

Objetivos del Plan (1999-2010)

TAMAÑO C.H.	10 MW	10 – 50 MW
INCREMENTO DE POTENCIA (MW)	720	350
INCREMENTO DE PRODUCCIÓN (GWh/año)	2.232	700
INVERSIÓN TOTAL (Mpta)	144.000	35.000

Fuente: IDAE

La distribución de estos objetivos de potencia a instalar y de potencial hidroeléctrico por Comunidades Autónomas sería el siguiente:

Tabla IV.2.8

Objetivos del Plan por Comunidades Autónomas (1999-2010)

COMUNIDAD AUTÓNOMA	10 MW		10-50 MW	
	POTENCIA (MW)	PRODUCC. (GWh/año)	POTENCIA (MW)	PRODUCC. (GWh/año)
ANDALUCÍA	50	155	84	168
ARAGÓN	69	213,9	21	42
ASTURIAS	52	161,2	0	0
BALEARES	0	0	0	0
CANARIAS	2	6,2	0	0
CANTABRIA	9	27,9	0	0
CASTILLA Y LEÓN	229	709,9	84	168
CASTILLA-LA MANCHA	54	167,4	56	112
CATALUÑA	63	195,3	21	42
EXTREMADURA	49	151,9	14	28
GALICIA	45	139,5	14	28
MADRID	2	6,2	0	0
MURCIA	4	12,4	0	0
NAVARRA	57	176,7	11	22
VALENCIA	13	40,3	35	70
PAÍS VASCO	9	27,9	0	0
RIOJA, LA	13	40,3	10	20
TOTAL	720	2.232	350	700

Fuente: IDAE

7. CONCLUSIONES

Las previsiones realizadas por el IDAE para el año 2010 están basadas en las siguientes consideraciones:

HIDRÁULICA ≤ 10 MW

- La potencia instalada que sería necesaria para obtener el **potencial técnicamente desarollable** sería de 2.419 MW.
- La **industria española** posee capacidad suficiente para realizar a lo largo del horizonte del Plan de Fomento de las Energías Renovables 1.200 MW.

- La estimación realizada por las **Comunidades Autónomas** es de 966,7 MW.
- Las previsiones realizadas por la **Asociación de Pequeños Productores y Autogeneradores de Electricidad con Fuentes de Energías Renovables (A.P.P.A.)** y la **Fundación Agustín de Betancourt** son, respectivamente de 1.000 y 610 MW..
- Las **previsiones del IDAE** acordes con los recursos existentes y teniendo además en cuenta las expectativas de crecimiento a lo largo del período 1999-2010 se sitúan en el intervalo 600 – 800 MW.

HIDRÁULICA ENTRE 10 Y 50 MW.

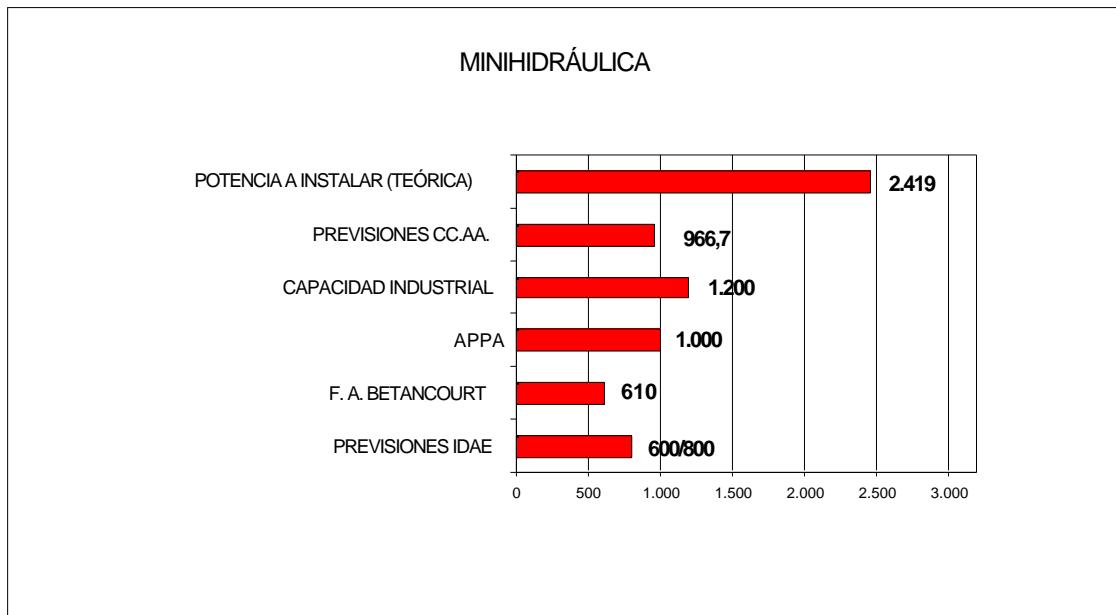
- La potencia instalada que sería necesaria para obtener el **potencial técnicamente desarollable** sería de 10.387 MW.
- La **industria española** posee capacidad suficiente para realizar 1.000 MW.
- La estimación realizada por las **Comunidades Autónomas** dentro del horizonte temporal del Plan es de 348,6 MW.
- Las previsiones realizadas por la **Asociación de Pequeños Productores y Autogeneradores de Electricidad**

con **Fuentes de Energías Renovables (A.P.P.A.)**, y la **Fundación Agustín de Betancourt** son, respectivamente de 300 y 352 MW.

Las **previsiones del IDAE** acordes con los recursos existentes y con las dificultades para su realización y teniendo además en cuenta la demanda de este tipo de instalaciones, estaría situada en el intervalo 300 – 400 MW.

Gráfico IV.2.2.

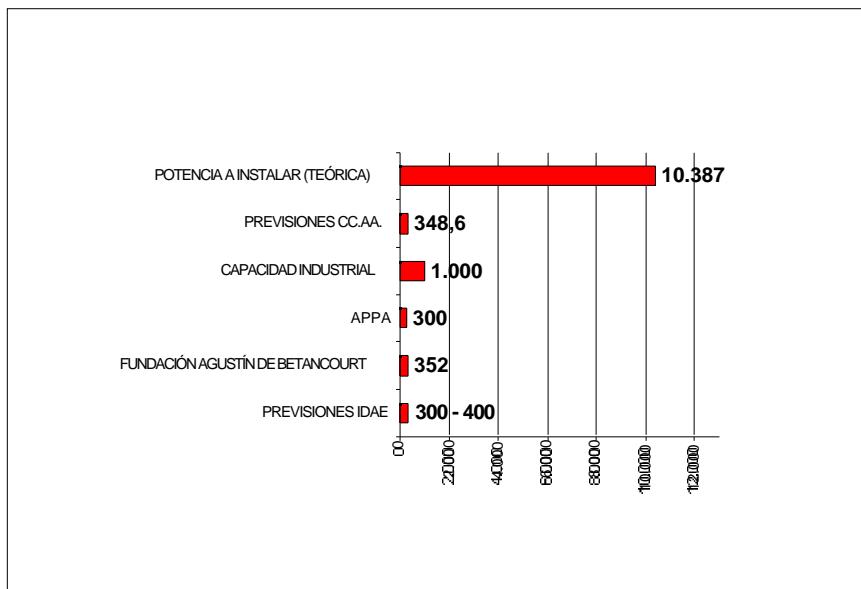
Incrementos de potencia previstos (MW) en el período 1999-2010



Fuente: IDAE; APPA, F.A.B. y CC.AA. para las previsiones propias.

Gráfico IV.2.3

**Incrementos de potencia previstos (MW) en el período 1999-2010
Hidráulica entre 10 y 50 MW**



Fuente: IDAE, APPA, Fundación Agustín de Betancourt y CC.AA. para las previsiones propias.

8. BIBLIOGRAFÍA

- Obras Hidráulicas. Cuestiones generales y funcionales. Maquinaria.- Eugenio Vallarino – ETS.IC.CP. 1974.
- Aprovechamientos Hidroeléctricos.- Eugenio Vallarino – ETS.IC.CP. 1974.
- Estudio sobre el Aprovechamiento del Potencial Hidroeléctrico con Centrales de Pequeña Potencia.- MOPU, MINER, UNESA e INTECSA 1980.
- Pequeñas Centrales Hidráulicas.- CDTI – MINER 1992.
- Las Minicentrales Hidroeléctricas en España.- UNESA 1988.
- Guía Metodológica de Evaluación de Impacto Ambiental en Pequeñas Centrales Hidroeléctricas.- IDAE 1989.
- Manuales de Energías Renovables.- Minicentrales Hidroeléctricas.- IDAE 1996.
- Hidrología.- Eduardo Martínez Marín.- ETS.IC.CP. 1994.
- Guía de las Energías Renovables en las Comunidades Autónomas.- IDAE 1995.
- European Small Hydropower Association (ESHA).
- Propuesta para un Plan de Fomento de las EE.RR. (A.P.P.A.) 1998.
- Estudio de Verificación Concesional para el Plan de Fomento de las EE.RR.- F.A.B. 1998.
- Ley 29/1985, de 2 de agosto, de Aguas.

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 2366/1994. De 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables.
- Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración.
- Real Decreto 849/1986, de 11 de abril por el que se aprueba el Reglamento del Dominio Público Hidráulico que desarrolla los títulos Preliminar, I, IV, V, VI y VII de la Ley de Aguas.
- Real Decreto 927/1988, de 29 de julio por el que se aprueba el Reglamento de la Administración Pública del Agua y de la Planificación Hidrológica en desarrollo de los títulos II y III de la Ley de Aguas.

ÁREA SOLAR TÉRMICA

CAPÍTULO 4.3

PLAN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Diciembre 1999

4.3. ÁREA SOLAR TÉRMICA

1. ASPECTOS TECNOLÓGICOS

Cada año el Sol arroja sobre la Tierra cuatro mil veces más energía que la que se consume. España se ve particularmente favorecida por este hecho respecto al resto de los países de Europa, dada su privilegiada situación y climatología.

La radiación solar global sobre superficie horizontal en España oscila entre los 3,2 kWh/m²/día de la zona más septentrional del territorio hasta los 5,3 kWh/m²/día de la isla de Tenerife. Valores superiores a 5 kWh/m²/día se pueden alcanzar en gran parte de Andalucía, Castilla – La Mancha, Extremadura, Murcia, la Comunidad Valenciana, Ceuta y Melilla. Por tanto, sería muy conveniente intentar aprovechar, con los medios técnicamente posibles, esta fuente energética que llega hasta nosotros limpia e inagotable.

Con más de 20 años de experiencia y más de 3.000 instalaciones realizadas (1), actualmente la energía solar térmica de baja temperatura ha alcanzado su plena madurez tecnológica y comercial en España. El principio de funcionamiento es sencillo, asequible a pequeños fabricantes, y se basa en la captación de la energía solar mediante un conjunto de colectores por los cuales se hace circular un fluido caloportador que se transfiere a un sistema de almacenamiento para abastecer el consumo de agua caliente a una temperatura de 45°C o inferior (2). El material empleado en el conjunto de la placa absorbente y de los tubos colectores suele ser cobre.

La energía empleada en la producción de los distintos elementos que componen una

instalación solar térmica se recupera en áreas de alta radiación, como ocurre en buena parte del territorio nacional, con el ahorro equivalente del primer año de operación (3).

Un sistema solar térmico como el descrito, con **colectores planos vidriados**, es capaz de producir al año entre 500 y 800 te/m², dependiendo de la insolación de las distintas zonas geográficas en donde se instale y de las características de la demanda energética.

La aplicación más generalizada de los sistemas solares es la **generación de agua caliente sanitaria**, tanto en servicios de hoteles como en viviendas, residencias, hospitales, campings, instalaciones deportivas y otros tipos de dependencias (4). Las instalaciones específicas para el calentamiento de piscinas aún no se encuentran muy extendidas a pesar de su gran potencialidad, aunque sí existen diversas experiencias que demuestran su viabilidad. Igualmente no es todavía una aplicación extendida en España el uso de energía solar para calefacción, debido a que cuando las necesidades de calefacción son máximas es cuando las condiciones meteorológicas resultan más adversas.

De cara al futuro, es necesario introducir ciertas mejoras sobre la base tecnológica existente para la energía solar térmica con colectores vidriados, avanzando en aspectos fundamentales del diseño, en el aumento de la calidad de las superficies selectivas, mediante la incorporación de cristales con bajo contenido en hierro, la fabricación de componentes específicos y la integración de sistemas (5). Sería conveniente establecer las bases para aumentar aún más la vida útil de los equipos e instalaciones desde la media actual de 20 años hasta al menos 30, pero manteniendo la simplicidad de la tecnología. Todas estas

tendencias tecnológicas que es necesario desarrollar, deben ser compatibles con un menor coste de inversión para el usuario como consecuencia de la producción a gran escala y de las mejoras de los procesos de producción y de comercialización.

Adicionalmente al empleo de colectores vidriados, se precisaría introducir con mayor intensidad otras tecnologías capaces de aportar unas prestaciones diferentes. De esta forma para **aplicaciones de muy baja temperatura**, como calentamiento de piscinas, se puede contar con **elementos no vidriados**, constituidos por materiales sintéticos más sencillos y baratos, y para los cuales cabe esperar aceptables producciones energéticas anuales entre 300 y 350 te/m². Para aplicaciones que exijan temperaturas más elevadas que las obtenidas con los colectores planos vidriados, pueden emplearse captadores tales como los colectores de vacío, los colectores CPC (Componnd Parabolic Concentrator), los colectores TIM (Transparent Insulating Material), etc. capaces de alcanzar temperaturas de hasta 120°C. Por ejemplo, los colectores de vacío son capaces de proporcionar una aportación energética anual un 10% mayor aproximadamente que los colectores planos vidriados, entre 550 y 900 te/m²/año dependiendo de la temperatura de trabajo.

En cuanto a las aplicaciones, se hace necesario, y constituye un gran reto en los próximos años, ampliar el abanico de posibles usos de la energía solar (6). Las particularidades de dichas posibles aplicaciones son las siguientes:

- **Calefacción:** apoyada con energía solar tiene posibilidades en España siempre y cuando se combine con otras aplicaciones como el calentamiento de agua caliente sanitaria y piscinas o la refrigeración de espacios, que absorban el posible sobrecalentamiento producido en verano. Es aconsejable la instalación de suelo radiante por ser el sistema que proporciona el máximo rendimiento en este tipo de aplicación¹, a pesar de la necesidad de elevadas inversiones.

ción de suelo radiante por ser el sistema que proporciona el máximo rendimiento en este tipo de aplicación¹, a pesar de la necesidad de elevadas inversiones.

- **Refrigeración:** la combinación del sistema solar con una máquina de absorción está siendo experimentada de forma satisfactoria, abriendo la posibilidad de atender un mercado cualitativamente diferente y cuantitativamente muy importante. Se ha de destacar en este caso la coincidencia de la demanda energética con la oferta solar en los meses de verano, aunque se precisa que el desarrollo de las tecnologías solares y de absorción permitan cumplir la expectativa de abaratamientos de costo de este servicio.
- **Agricultura e industria:** existen oportunidades de aplicación de la energía solar en estos sectores para procesos que precisan la reposición de un cierto caudal de agua caliente y procesos de secado, en los que se optimice el sistema a partir de la concentración de calor mediante colectores de aire caliente forzado.

Como resumen de lo indicado, puede concluirse que la tecnología actual y las previsiones de evolución a corto plazo están permitiendo en muchos países, y posibilitarán en España, el vencer la inercia inicial y generalizar, como algo habitual, el uso de la energía solar térmica de baja temperatura. Esto permitirá al ciudadano generar fácilmente y con garantías una fracción sustancial de sus necesidades energéticas 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.

¹ La utilización de radiadores convencionales de agua caliente requiere una elevada temperatura de trabajo, con un rendimiento menor de los colectores solares.

2. ASPECTOS MEDIOAMBIENTALES

La energía solar térmica, como fuente renovable, representa una fórmula energética radicalmente más respetuosa con el medio ambiente que las energías convencionales, debido a que se dispone de recursos inagotables para cubrir las necesidades energéticas. Un elemento específico favorable de la energía solar térmica es que su aplicación suele tener lugar en el entorno urbano, en el cual las emisiones contaminantes de los combustibles fósiles tienen una incidencia más perjudicial sobre la actividad humana, consiguiéndose disminuir sensiblemente las emisiones gaseosas originadas por los sistemas convencionales de generación de agua caliente. Los posibles impactos medioambientales en la fase de instalación no tienen un carácter permanente, desapareciendo en la fase de explotación.

En el **medio físico** no existen afecciones, ni sobre la calidad del aire (7) ni sobre los suelos (8), como tampoco se provocan ruidos ni se afecta a la hidrología existente (9). El principal impacto sobre el medio físico es el del efecto visual sobre el paisaje, por lo que se ha de tener especial cuidado en la integración respetuosa con el medio ambiente de los sistemas solares térmicos, así como en su adaptación a los edificios. Igualmente, en el **medio biótico**, no existen efectos significativos sobre flora y fauna, aunque sí se ha de prestar especial atención en aquellas instalaciones que ocupen una gran extensión de terreno.

Las instalaciones solares térmicas de baja temperatura son sistemas silenciosos, limpios, sin partes móviles y con una larga vida útil, que generan una energía descentralizada, cerca de donde se necesita y sin precisar infraestructuras para su transporte.

Adicionalmente, la aplicación de energía solar térmica en sectores como el hotelero es un aspecto de interés fuera del campo estrictamente energético, ya que proporciona una imagen de respeto con el medio ambiente, cuidado del entorno y calidad de vida, que es de especial relevancia para el caso de los hoteles y apartamentos que presenten un determinado tipo de oferta turística. También en este sentido aunque sin tratarse de un impacto puramente medioambiental, las inversiones en este tipo de tecnologías benefician a las áreas locales que las acometen en la medida en que proporcionan independencia económica y un aumento del valor de las viviendas.

3. COSTES DE IMPLANTACIÓN Y CONVERSIÓN DE ENERGÍA

El coste de implantación de la energía solar térmica está sujeto a variaciones debido a la influencia que sufre de diversos factores como el tipo de aplicación (por módulos o compacta), el tamaño, el tipo de tecnología y las condiciones de mercado. A los factores comentados, que son relativamente objetivos, se suman otros mucho menos concretos como la conveniencia de vender a bajo precio buscando objetivos comerciales, la entrada de nuevas firmas en el mercado, la eliminación de inventarios, así como otros de esta índole.

No obstante y con el fin de aproximarse al análisis económico necesario, se han considerado dos tipologías que son representativas de lo que es el mercado actual español de la energía solar térmica (10), destinándose la producción al calentamiento de agua caliente sanitaria.

Dentro de las **viviendas unifamiliares** ocupadas por una media de cuatro personas, la fórmula más usada para la obtención de energía solar térmica es el uso de

equipos compactos termosifón para el agua caliente sanitaria (4).

Para cubrir algo más de la mitad de las necesidades energéticas de una vivienda de este tipo se necesitará un equipo formado por una superficie de captación en torno a los dos metros cuadrados cuyo coste medio se sitúa actualmente en unas 200.000 pesetas (1).

Los precios de este tipo de equipos se estima que disminuirán de forma general hasta situarse en el año 2.010 en un precio alrededor de las 140.000 pesetas (5). Los costes de operación y mantenimiento son bajos, en torno a las dos mil pesetas por instalación tipo y año, con una vida útil de la instalación de al menos 20 años.

En el ámbito de las instalaciones solares térmicas por elementos, es decir las que se configuran a partir de la agregación de varios colectores solares unidos entre sí, se ha considerado que la aplicación tipo co-

rresponde a una gran instalación en un **centro hotelero** de gran consumo de agua caliente sanitaria.

La inversión necesaria por cada metro cuadrado de superficie de captación instalada es actualmente de 70.000 pta/m² (1). Este precio medio se estima que disminuirá de forma general hasta situarse en el año 2010 alrededor de las 45.000 pta/m², lo que supone una reducción del orden del 35% (5).

Con esta inversión, se cubrirá el 60% de las necesidades energéticas para el calentamiento del agua sanitaria del hotel, para lo que se necesitará una instalación formada por una superficie de captación en torno a los 173 m². Los costes de operación y mantenimiento son muy bajos, en torno a las 80.000 pesetas por instalación tipo y año, que significan un coste de 0,67 pesetas por cada termia producida.

Tabla IV.3.1.

Resumen de la tipología de las instalaciones solar térmica

	Vivienda unifamiliar	Hotel grande
	Compacto termosifón	Instalación por elementos
Ocupación	4 personas	246 personas
Superficie de captación	2 m ²	173 m ²
Aporte solar	56 %	60 %
Coste de mantenimiento	2.000 pta/año	80.000 pta/año
Inversión / Superficie	De 100.000 a 70.000 pta/m ²	De 70.000 a 45.000 pta/m ²
Energía producida ²	1.300 te/año	121.100 te/año
Ahorro solar medio	10.000 pta/año	806.500 pta/año
Precio equivalente Gasóleo C ³	7,73 pta/termia	6,67 pta/termia
Precio equivalente Gas Natural ³	10,01 pta/termia	7,67 pta/termia
Precio equivalente Electricidad ³	16,73 pta/termia	15,39 pta/termia
Producción media	650 te/m ² .año	700 te/m ² .año

Fuente: IDAE

² Según el modelo de cálculo f-chart.

³ Calculado sobre la base de rendimientos medios del 80% para Gasóleo C y Gas Natural y del 99% para electricidad.

4. BARRERAS

La aplicación de la energía solar térmica en España choca con una serie de barreras o condicionantes que no han permitido hasta ahora alcanzar todo el desarrollo que debería haber tenido este tipo de energía en España, donde la radiación solar es mucho mayor que la que se obtiene en otros países europeos (11).

Los condicionantes que más influyen son los **económico-financieros** y, dentro de ellos, la necesidad de una inversión adicional inicial elevada, ya que realizar una instalación de energía solar representa adelantar el pago de la energía futura a obtener del sistema, lo que constituye ya de por sí una barrera.

La recuperación de la inversión, sobre la base del ahorro económico que supone la cantidad de energía que se deja de consumir de la fuente convencional, puede llegar a requerir períodos de tiempo largos dependiendo de las circunstancias de cada proyecto. Todo lo anterior, junto con las dudas debidas a ciertas malas experiencias obtenidas en la década de los años ochenta, ha dificultado en gran medida el desarrollo de la energía solar térmica.

La sociedad española en general no conoce suficientemente los beneficios y usos de la energía solar térmica por **falta de información**. Por otro lado, en los últimos tiempos se está avanzando sustancialmente en materia de concienciación medioambiental con una creciente receptividad social hacia estos problemas, siendo estos aspectos, como lo demuestra la experiencia de otros países europeos, definitivos a la hora de encajar la energía solar térmica entre los usos habituales de consumo energético.

En el sentido legislativo y normativo, el mercado solar térmico, hasta el momento, no se ha encontrado suficientemente regulado por prescripciones que aseguren su correcto desarrollo. Por ello, en muchas situaciones, se ha producido una adaptación de las tecnologías y procesos ajena a la ejecución de los sistemas solares, con los consiguientes problemas que se derivan de ello. La **falta de la normativa** necesaria en instalaciones también puede dar lugar a un cierto recelo frente a la adopción de nuevas tecnologías, siendo ésta otra de las barreras a eliminar para conseguir fomentar el mercado de la energía solar térmica en España.

En edificación, y pese al avance que ha supuesto la aparición en el año 1998 del nuevo Reglamento de Instalaciones Térmicas en Edificios (RITE), en el que se introducen aplicaciones de la energía solar térmica, existen ciertas lagunas al respecto que hacen que los problemas planteados anteriormente no lleguen a resolverse.

Los instaladores no prestan especial cuidado en la **integración de la instalación solar en los edificios**, lo que ha provocado un cierto rechazo a las mismas en la sociedad y en el colectivo de arquitectos por motivos estéticos.

Adicionalmente, todo el proceso necesario relacionado con las **subvenciones** que se han venido otorgando al sector durante años sufre de excesiva rigidez. Las instalaciones solar térmicas, a diferencia de otro tipo de instalaciones energéticas, son de muy pequeño tamaño, como es el caso de las instalaciones compactas, por lo que la aplicación de las subvenciones debe agilizarse y hacerse más eficaz para conseguir el fácil acceso a las mismas. Igualmente, se necesita una estabilidad en los programas de desarrollo y subvención para que

no se produzcan incertidumbres en el mercado por falta de claridad en las condiciones de la inversión.

Hasta la fecha, apenas se ha contado ni han intervenido los **Ayuntamientos**, más en contacto con el usuario final, en la promoción y ejecución de instalaciones. Es necesario un apoyo al sector que esté consensuado entre las distintas administraciones y opciones políticas y con los distintos agentes económicos y sociales.

5. MEDIDAS E INCENTIVOS

En el territorio español, existe un gran recurso solar (11) y la potencialidad del mercado es muy favorable, por lo que, para aprovechar todas las oportunidades que en este sector energético se ofrecen, es necesario acometer una serie de medidas e incentivos que activen el mercado. Estas medidas nacen como resultado de la adaptación al caso español de las tomadas en otros mercados con un grado de desarrollo como el que se pretende, tanto europeos como mundiales.

La **desgravación fiscal a la inversión** es una de las medidas a tomar y consistirá en la deducción de un 10% de la inversión realizada para la instalación de un sistema solar térmico.

Otra de las medidas que debe tomarse es la del **apoyo público a las inversiones**, que se ha de basar en que el resultado de los procesos de tramitación sea lo más ágil posible, sin que las líneas de subvención estén sujetas a rígidos plazos de presentación, que serán continuos, o de ejecución. En la definición de los apoyos públicos, se tomarán en consideración las prestaciones de los equipos.

Se ha de diferenciar el tipo de instalación solar térmica a subvencionar y así, si el equipo es compacto, debido a su elevado número y a lo reducido de su tamaño, la subvención se aplicará a través del fabricante, lográndose que la tramitación sea rápida y efectiva. En el caso de instalaciones por elementos, la financiación se realizará a través de la puesta en práctica, por parte de entidades públicas o privadas, de **líneas específicas preferentes** y, para simplificar al usuario el acceso a la energía solar, se debería **tramitar conjuntamente la financiación y la subvención** con posibilidad de endoso de esta última directamente a la entidad financiadora. Se promocionará la introducción del concepto de garantía de resultados y de venta de energía.

Por otro lado, se deben analizar las posibilidades de **canalizar los apoyos públicos a través de medidas dirigidas específicamente a la fabricación** o a la creación de actividad económica en el ámbito regional. Se propiciará el desarrollo empresarial del sector.

Es necesaria la realización de una gran **campaña de concienciación ciudadana**, dirigida al público en general, así como otras **campañas en el ámbito profesional de los prescriptores** (arquitectos, ingenieros, promotores, constructores,...) y en el de los **grandes clientes potenciales** (hostelería, sector industrial,...). Con ello, se buscará crear una conciencia positiva con respecto a la energía solar a través de los beneficios medioambientales que conlleva el uso de este tipo de energía con respecto a las energías convencionales. Las diferentes campañas de información y concienciación en los medios de comunicación y ferias y congresos especializados –sobre todo, en estos últimos foros-, deben

incidir especialmente en aplicaciones particulares de interés, como la centralización de instalaciones individuales para la sustitución de termos eléctricos distribuidos y la utilización de sistemas solares térmicos para el calentamiento de piscinas.

Una de las medidas más importantes a poner en práctica será la **promoción ante la Administración Local**. El objetivo es lograr que se realicen instalaciones en edificios propios o gestionados por los Ayuntamientos (colegios, residencias, polideportivos y otros tipos de edificios públicos) que sirvan de escaparate y de demostración de la energía solar a los posibles usuarios de la zona.

Otro objetivo relacionado con las Administraciones Locales, quizás con mayor alcance, es promover que **los Ayuntamientos, en el ámbito de sus competencias, induzcan al uso de la energía solar al ciudadano a través de planes y ordenanzas municipales y de normativas** de actuación urbanística y de edificación que definen los parámetros necesarios para poder realizar instalaciones solares en las nuevas construcciones. En cualquier caso, al menos se deberían **introducir las preinstalaciones en los edificios de nueva construcción**.

Para poder asegurar un correcto diseño, criterios de montaje y de mantenimiento de las instalaciones, se ha de desarrollar una **normativa de instalaciones solares térmicas** que desarrolle las pautas mínimas de obligado cumplimiento, incluyendo la configuración de las mismas y el modelo de contrato de mantenimiento que será obligatorio realizar.

Igualmente, para asegurar la calidad de la instalación, se considera necesaria la **homologación de los equipos principales**,

así como la certificación de que la instalación se ha realizado con el asesoramiento o verificación de un instalador autorizado.

En el caso de los equipos compactos (termosifones o forzados) se realizará una homologación del conjunto tendiendo hacia su estandarización, de tal forma que la instalación de los mismos se simplifique abaratándose los costes. Se ha de conseguir que la energía solar se ofrezca como un producto de consumo adaptado a las características del sector doméstico individual y que, con las suficientes garantías de calidad, se introduzca dentro de los canales habituales de los demás productos.

Con el objetivo de la correcta ejecución de las instalaciones, se regulará la obtención del carnet de instalador de energía solar térmica completando la normativa existente con la **creación de centros de enseñanza específicos** para poder cubrir las previsibles necesidades futuras de profesionales en este campo. Igualmente, es necesaria la **homologación de "empresa instaladora" y la creación del carnet de mantenedor de instalaciones solares**.

Se debe desarrollar una normativa en la que se establezcan las **normas de integración** que deben seguir los arquitectos y los instaladores para el diseño y montaje de instalaciones solares en los edificios. Igualmente, es necesario introducir la energía solar térmica como un elemento habitual de la vivienda de nueva construcción, por lo que se ha de desarrollar una normativa de edificación que incluya aspectos básicos como el acondicionamiento de terrazas y refuerzo de estructuras, y prevéa, asimismo, la instalación de tuberías y el resto de equipos de las instalaciones solares que eviten los actuales impedimentos que aparecen a la hora de realizarse instalaciones en edificios ya construidos.

En las normas reguladoras de la *Calificación Energética de los Edificios*, actualmente en elaboración, se introducirá la energía solar térmica, primándose a los edificios que incluyan los paneles solares en la construcción y a los edificios que han tenido en cuenta la posibilidad de introducirlos en un futuro con su preinstalación.

Como **acciones ejemplarizantes por parte de la administración**, se ha de introducir la energía solar térmica en los edificios propios, se han de realizar campañas de difusión dirigidas a los propios miembros de las distintas administraciones y se ha de contemplar un plan de actuación en el que se realicen estudios sobre la utilidad de la energía solar en los distintos sectores. Paralelamente, han de realizarse estudios de viabilidad, diseñar plantas prototipo que sirvan de demostración e implantar sistemas de seguimiento y desarrollo de líneas específicas de financiación que demuestren la utilidad de este tipo de energía.

Como otra de las acciones de demostración de la viabilidad técnica, económica y financiera de la energía solar térmica, el IDAE aplicará **fondos para la financiación de proyectos de energía solar térmica** con unas condiciones preferentes. Las líneas de financiación deben adecuarse en cuanto a su amortización al ahorro energético generado por la instalación, es decir, el usuario retornará la inversión al IDAE con lo que se ahorre en la energía convencional.

Se subvencionarán y financiarán actuaciones de **investigación y desarrollo** dirigidas a la mejora de la tecnología solar térmica y su adaptación a las diversas aplicaciones, haciendo especial hincapié en la automatización de los procesos de producción, la investigación de nuevos materiales, el control y seguimiento del rendimiento de las instalaciones, la búsqueda de nuevas aplicaciones, la estandarización de los requerimientos técnicos, la normalización

de la calidad de las instalaciones y la integración de los sistemas solares en edificios.

6. PREVISIONES DE MERCADO

La evolución previsible del mercado solar térmico en España se ve favorecida por factores tales como el potencial disponible, la capacidad de acogida del mercado existente, la experiencia de los fabricantes españoles, la madurez tecnológica alcanzada y las tendencias en países semejantes al español y en los de la Unión Europea.

Teniendo en cuenta que nuestro potencial solar es el más elevado de Europa y que, sin embargo, el ratio de superficie de captación de energía solar térmica por cada 1.000 habitantes está por debajo de la media europea (8,7 frente a 19,9 m²/1.000 habitantes de la Europa de los 15), es previsible que con las medidas propuestas y las demás condiciones de entorno descritas anteriormente, se alcancen ratios al menos similares a los de países como Austria (154,3) o Grecia (196,3). De esta forma, se ha estimado que el incremento de superficie de captación a instalar en el año 2010 podría alcanzar hasta 4.500.000 m², lo que supone un ratio de 115 m²/1.000 habitantes.

Para poder lograr este objetivo se necesita un gran esfuerzo de todos los agentes implicados ya que supone una tasa de crecimiento anual superior a las previsiones para el total de la Unión Europea (3). El sol, que ya es el producto emblemático de la primera industria española, el turismo, también debería llegar a serlo en su vertiente energética.

Las instalaciones diseñadas por elementos son las aplicaciones con mayor futuro en España, con la previsión de que el 75% del incremento mencionado sea realizado en este tipo de proyectos. El restante 25%

sería dedicado a instalaciones unifamiliares.

En la tabla IV.3.2. se indica una aproximación de cómo podría dicha previsión corresponder a cada una de las Comunidades Autónomas.

Tabla IV.3.2.

**Previsiones al año 2010.
Reparto por Comunidades Autónomas.**

CC. AA.	Previsión 2.010 (m ²)
Andalucía	910.398
Aragón	85.892
Asturias	41.810
Baleares	478.474
C. Valenciana	449.260
Canarias	553.190
Cantabria	20.856
Castilla – La Mancha	294.666
Castilla y León	257.227
Cataluña	539.523
Extremadura	168.181
Galicia	42.900
La Rioja	20.856
Madrid	299.887
Murcia	133.903
Navarra	77.405
País Vasco	125.572
Total	4.500.000

Fuente: IDAE.

7. ENERGÍA SOLAR PASIVA

Bajo esta denominación se incluyen diversas tecnologías que utilizan tanto el diseño de los edificios, como determinadas características de los materiales con el fin de lograr unos niveles óptimos de confort, con unos consumos específicos energéticos mínimos, aprovechando la captación solar y la energía medioambiental. Así, se utilizan sistemas de ganancia y amortiguación de tipo directo (orienta-

ción, invernaderos, lucernarios, reflectores, sombreadamiento, etc.), indirecto (elementos estructurales de inercia, ventilación cruzada, atrios, técnicas evaporativas, vegetación, etc.) y sistemas mixtos, con el fin de gestionar adecuadamente el conjunto de entradas/salidas y lograr un balance energético óptimo en el edificio.

La importancia que sobre la amortiguación del crecimiento de la demanda de energía representa el uso generalizado de estas técnicas en el sector de Edificios, tanto desde el punto de vista cuantitativo, que pueden significar un beneficio superior al 50% en los consumos energéticos respecto al diseño convencional, como en la mejora de la calidad de vida al permitir un mantenimiento de los niveles de confort contribuyendo a una disminución de los impactos en el uso de la energía, hace de estas técnicas una herramienta imprescindible en la construcción del nuevo parque de viviendas y de edificios de servicios.

Los beneficios que se logran con estas técnicas revisten un mayor interés si se considera: la vida útil de los sistemas, en paralelo con la del edificio; el fuerte efecto de replicabilidad; y el nivel de sensibilización de la población sobre la problemática energética y medioambiental que paralelamente puede lograrse con esas medidas. Además, cualquier actuación de utilización de sistemas activos de energías renovables en los edificios debe partir de unos niveles de necesidades energéticas mínimas, potenciando de esta manera los efectos de las medidas, posibilitando el desarrollo global de edificios sostenibles.

Teniendo en cuenta que estas técnicas no representan un incremento del coste, su uso generalizado deberá representar solamente un esfuerzo de sensibilización y normativo del mercado, por lo que su traducción en términos de inversión adicional

no se considera en el análisis económico-financiero del Plan y solamente se recogen las necesidades en la línea de aplicación de fondos denominada de "Seguimiento y Difusión".

Finalmente, con relación al potencial que estas técnicas pueden significar en la utilización óptima de los recursos energéticos, se estima que podría lograrse una contribución a las necesidades energéticas del orden de los 0,8 Mtep⁴. Sin embargo, teniendo en cuenta las posibilidades reales de introducción de estas medidas en el mercado, en el periodo del Plan se establecen unos objetivos de 150.000 tep⁵, que se lograrán con una penetración creciente hasta alcanzar el 18% de los nuevos edificios construidos durante el periodo del Plan.

8. CONCLUSIONES

Las previsiones realizadas por el IDAE para el año 2010 se basan en las siguientes consideraciones:

- Suponiendo un aporte solar del 50% y no realizando ningún tipo de restricción, el **mercado potencial** de la energía solar térmica es de 27.000.000 m² y se desagrega según los siguientes apartados:
- *Doméstico correspondiente al parque de viviendas familiares existente:* 20.000.000 m² (7.000.000 m² en viviendas unifamiliares y 13.000.000 m² en viviendas multifamiliares).
- *Hoteles:* 1.000.000 m² (teniendo en cuenta las plazas disponibles, grado de ocupación y para un aporte solar del 75%).

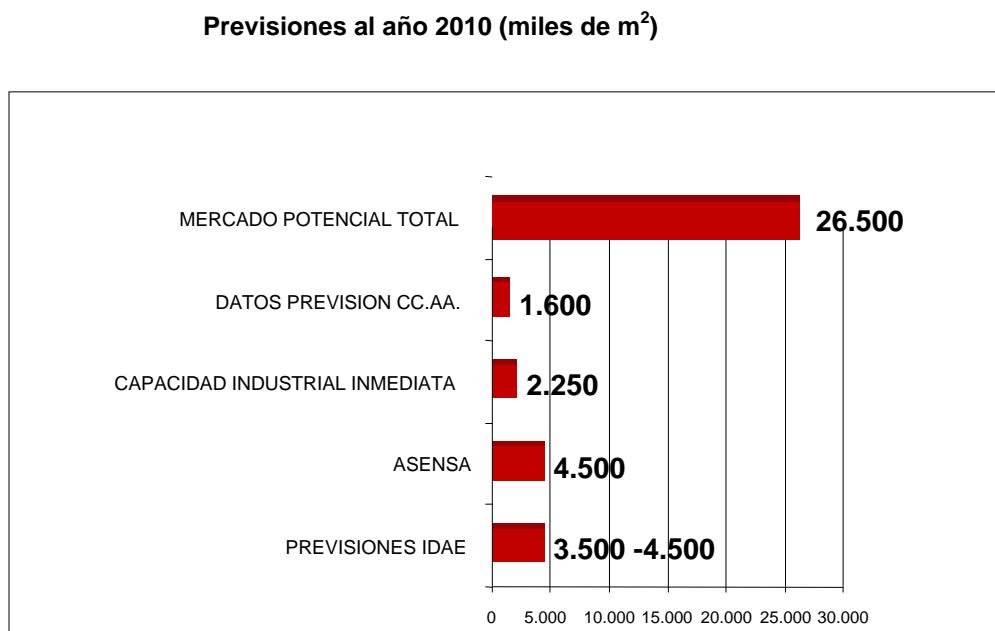
⁴ Se estima un nuevo parque de 250.000 viviendas/año, de las cuales se consideran principales el 65%, con un aprovechamiento solar pasivo del 60%..

⁵ Se considera una progresión en la introducción de las técnicas en el sector desde el 4% hasta el 28% en el 2010

- *Viviendas colectivas:* 300.000 m² (incluyendo residencias, colegios...).
- *Doméstico nueva construcción:* 5.000.000 m² (suponiendo que durante el horizonte del plan se edificarán 250.000 viviendas/año).
- *Otras aplicaciones:* 500.000 m² (incluyendo piscinas, aplicación de baja temperatura en la industria, ...).
- A lo largo del horizonte del Plan de Fomento de las Energías Renovables, la **capacidad industrial** se establece en tres niveles:
 - *Capacidad actual:* 650.000 m².
 - *Capacidad inmediata* (aquella que no requiere inversiones adicionales, sino aprovechar al máximo el equipamiento disponible y ampliar turnos): 2.250.000 m², según **ASENSA**⁶.
 - *Capacidad a corto* (aquella que supone un cierto esfuerzo económico para ampliar el equipamiento en los establecimientos existentes): 4.200.000 m².
- La estimación de las **Comunidades Autónomas** es de 1.600.000 m², destacando Andalucía con más de 1.000.000 m², y que constituye la región con mayor experiencia en la gestión de programas públicos de apoyo a la energía solar térmica.
- Las previsiones de **ASENSA** ascienden a 4.500.000 m².

La **previsión del IDAE**, acorde con la situación y crecimientos de otros países de la U.E. adaptados a las condiciones de España, se encuentra en el intervalo 3.500.000-4.500.000 m² para el año 2010. De este mercado, aproximadamente una cuarta parte podría corresponder a la vivienda unifamiliar y el resto a la vivienda multifamiliar y resto de aplicaciones.

⁶ Asociación Nacional de la Energía Solar y Alternativas.

Gráfico IV.3.1.

Fuente: IDAE; ASENSA y CC.AA. para las previsiones propias.

9. REFERENCIAS

- (1) Comisión Consultiva de Ahorro y Eficiencia Energética. Grupo de Trabajo de Energías Renovables. Grupo de Trabajo de Coordinación. IDAE. Ministerio de Industria y Energía.
- (2) "Energía Solar Térmica. Manuales de Energías Renovables". IDAE. Ministerio de Industria y Energía.
- (3) "Sun in Action" Comisión Europea. Programa Altener.
- (4) "Las Energías Renovables en España. Balance y Perspectivas 2000. Edición'98". IDAE. Ministerio de Industria y Energía.
- (5) "Informe especializado para el Plan de Fomento de las Energías Renovables. Área Solar Térmica". Asociación Nacional de la Energía Solar y Alternativas (ASENSA).
- (6) "Los Sistemas Solares Térmicos en Europa". ESIF. Programa Altener.
- (7) "La Contaminación Atmosférica. Agentes". Instituto Español de la Energía.
- (8) "La Energía y la Degradación del Suelo". Instituto Español de la Energía.
- (9) "Agentes y Efectos de la Contaminación del Agua". Instituto Español de la Energía.
- (10) "Energías Renovables en España. Anuario de Proyectos 1997". IDAE. Ministerio de Industria y Energía.
- (11) "Radiación Solar Sobre Superficies Inclinadas". Centro de Estudios de la Energía. Ministerio de Industria y Energía.

ÁREA SOLAR TERMOELÉCTRICA

CAPÍTULO 4.4

PLAN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Diciembre 1999

4.4. ÁREA SOLAR TERMOELÉCTRICA

1. TECNOLOGÍAS

1.1. Energía Solar de Media Temperatura

La tecnología solar de media temperatura va destinada a aquellas aplicaciones que requieren temperaturas elevadas. A partir de 80 °C, los colectores planos convencionales presentan un rendimiento muy escaso, y cuando se pretende generar vapor debe acudirse a otro tipo de elementos de captación.

Para alcanzar mayores temperaturas resulta imprescindible concentrar la radiación solar. Existen procedimientos ópticos con dispositivos de lentes pero son enormemente costosos y únicamente se han utilizado para la investigación de procesos de conversión fotovoltaica, no térmica.

Los más desarrollados en la actualidad son los concentradores lineales con superficie reflexiva, también conocidos como concentradores cilindro-parabólicos.

Coletores cilindroparabólicos

Básicamente, el colector consiste en un espejo cilindro-parabólico que refleja la radiación solar recibida sobre un tubo de vidrio dispuesto a lo largo de la línea focal del espejo, en cuyo interior se encuentra la superficie absorbente en contacto con el fluido caloportador. Esta disposición del absorbedor y del fluido caloportador tiene por objetivo reducir las pérdidas por convección. La razón de concentración en este caso se suele situar entre 15 y 50.

Este fluido es calentado hasta 400°C aproximadamente y bombeado a través de una serie de intercambiadores de calor para producir vapor sobrecalentado que ali-

menta una turbina convencional que genera electricidad.

Para que en todo momento el resultado de la reflexión incida sobre el absorbedor, es necesario un dispositivo de seguimiento de la posición del sol. Generalmente, suele bastar con disponer el seguimiento en un eje que puede ser N-S o E-O; existen ejemplos con seguimiento en dos ejes, pero los mecanismos correspondientes se complican extraordinariamente y, por tanto, no suele ser la solución adoptada.

Los colectores se conectan en serie y paralelo para conseguir temperaturas adecuadas y una pérdida de carga aceptable.

Entre el resto de elementos que acompaña al subsistema de captación (carcasa, aislamientos, estructura, apoyos,...), tiene una especial significación el mecanismo de seguimiento que presenta cierta complicación técnica y suele consistir en un servomotor accionado por un sensor solar que hace girar los espejos, manteniéndolos siempre en la dirección del sol.

La instalación se debe completar con los siguientes subsistemas: almacenamiento, que debe ser adecuado para el rango de temperaturas previsto (fluido térmico, sales fundidas,...); generador de vapor; apoyo auxiliar convencional; distribución y control.

Las aplicaciones más usuales en las instalaciones de media temperatura que se han realizado hasta la fecha han sido la producción de vapor para procesos industriales y la generación de energía eléctrica. Existen ejemplos de otras aplicaciones tales como la desalinización y refrigeración mediante energía solar.

En España, en la Plataforma Solar de Almería se cuenta con un "sistema de colectores distribuidos" (DCS) subdividido en un campo de colectores cilindroparabólicos con seguimiento en dos ejes y un campo

de colectores con seguimiento en un eje que producen vapor de proceso para producción de electricidad en otras aplicaciones industriales (1).

En EE.UU., nueve de estas plantas construidas en los años ochenta están actualmente generando electricidad con una potencia instalada de 354 MW en el sur de California.

Estas plantas, de potencias de 14 a 80 MW, son sistemas híbridos con hasta un 25% de gas natural para poder generar cuando no existe suficiente energía solar.

Las perspectivas de coste de esta tecnología son mayores que las de las centrales de torre o las paraboloides, debido en gran parte a la baja concentración solar y por tanto a las bajas temperaturas y eficiencia. No obstante, con la experiencia existente en la operación de estas plantas, las continuas mejoras tecnológicas y las reducciones de coste en operación y mantenimiento, esta tecnología resulta la menos costosa, más fiable también para aplicaciones a corto plazo.

1.2. Energía Solar de Alta Temperatura

Para aplicaciones que requieren temperaturas superiores, fundamentalmente, la producción de energía eléctrica, es preciso recurrir a tecnologías de alta temperatura. Se precisa una mayor concentración de la radiación solar y, por tanto, realizar el seguimiento en dos ejes para hacerla incidir por reflexión sobre un área muy reducida. Permite conseguir temperaturas muy elevadas que pueden ser incluso superiores a 2.000 °C.

Se suelen emplear dos sistemas de concentración:

Generadores solares disco-parabólicos

Consisten en un conjunto de espejos que forman una figura disco-parabólica en cuyo foco se dispone el receptor solar en el que se calienta un fluido.

El fluido se calienta hasta temperaturas de 150°C y para generar electricidad, actualmente se consideran motores Stirling o turbinas Brayton. Se han desarrollado algunos prototipos en el rango de 7 a 25 kW_e (2).

La alta eficiencia óptica y las bajas pérdidas de arranque hacen de los sistemas de disco/motor los más eficientes de todas las tecnologías solares. Además, el diseño modular de estos sistemas los hacen aptos tanto para cubrir necesidades en puntos remotos como para aplicaciones mayores.

En España, en la Plataforma Solar de Almería hay instalados seis "discos parabólicos" en los sistemas DISTAL I y II, que constan de un reflector/concentrador de membrana tensada. Los tres discos de DISTAL I tienen un diámetro de 7,5 m y seguimiento solar individual mediante montura polar. Los discos de DISTAL II tienen una superficie ampliada a 8,5 m de diámetro y un seguimiento de la posición del sol en dos ejes que permite su operación en modo totalmente automático desde el otro hasta el ocaso (1).

En EE.UU.¹, si las experiencias que se están realizando en 1998 y 1999 son exito-

¹ En EE.UU., el proyecto "Solar Two" ha venido ensayando una planta de demostración de 10 MW basada en la tecnología de sales fundidas desde el año 1997 hasta el año 1999. En la actualidad el consorcio está analizando con empresas españolas la promoción de una planta de mayor tamaño en España. En Europa la tecnología desarrollada (denominada PHOBUS) se focaliza en el uso de aire caliente utilizando receptores volumétricos, habiéndose ensayado diversos tipos de receptores y helióstatos en las instalaciones de la PSA antes mencionada. En la actualidad se está elaborando un proyecto de demostración de 10 MW basado en dicha tecnología y promovido por una empresa española en colaboración con empresas alemanas.

sas se podrían empezar a comercializar en el año 2000.

Centrales de Torre

Formadas por un campo de espejos orientados (helióstatos) que reflejan la radiación sobre un intercambiador de calor situado en la parte superior de una torre central.

En España, la Plataforma Solar de Almería cuenta con las siguientes Instalaciones (1):

- La instalación de ensayos CESA-1 que consta de un sistema colector formado por 300 helióstatos que permiten alcanzar una potencia térmica pico en el foco de 7 MW térmicos y pueden proporcionar un flujo máximo de 3,3 MW/m² para una insolación directa en punto de diseño de 950 W/m². La instalación dispone de una torre de hormigón con tres plataformas de ensayo a 45, 60 y 80 m de altura habilitadas para el alojamiento de distintas configura-

ciones de receptores solares. La instalación se completa con un sistema de almacenamiento formado por dos tanques de sales fundidas (HITEC) con temperaturas de trabajo entre 220°C y 340°C, con capacidad de almacenamiento de 16 MWh.

- La instalación de ensayos CRS que consta de un sistema colector de 93 helióstatos de primera generación y 20 más de segunda generación, capaz de suministrar una potencia térmica en el foco de 2,7 MW y proporcionar en el punto de diseño un flujo pico de 2,5 MW/m². El sistema posee una torre metálica de 43 m de altura, con dos plataformas para ensayos de pequeños receptores.

Comparación de las tecnologías

En la tabla IV.4.1 se muestran las principales características de las tres tecnologías.

Tabla IV.4.1 (2). Características de sistemas solares termo-eléctricos

	Cilindro-parabólicos	Centrales de Torre	Disco/motor
Tamaño	30-320 MW*	10-200 MW*	5-25 kW*
Temperatura de operación (°C)	390	565	750
Factor de capacidad anual	23-50%*	20-77%*	25%
Eficiencia pico	20%(d)	23%(p)	29.4%(d)
Eficiencia neta anual	11-16%*	7-20%*	12-25%(p)
Estado comercial	Comercialmente disponible	Demostración a mayor escala	Demostración de prototipos
Riesgo tecnológico	Bajo	Medio	Alto
Disponibilidad almacenamiento	Limitado	Sí	Batería
Diseños híbridos	Sí	Sí	Sí
Coste:			
Pta./m ²	81.620-42.350*	73.150-30.800*	477.400-49.280*
Pta./W	616-415*	678-385*	1.940-200*
Pta./W _p [†]	616-200*	370-139*	1.940-169

Fuente: "Overview of Solar Thermal Technologies". Department of Energy's Concentrating Solar Power Program. U.S. Department of Energy (DOE).

* Cambios en el período 1997-2030.

[†] Pta./W_p eliminado el efecto del almacenamiento térmico (o hibridación en el caso de disco/motor).

(p) = previsión; (d) = demostrado

Las centrales de torre y los colectores cilindroparabólicos son más apropiados para proyectos de gran tamaño conectados a red en el rango de 10 – 200 MW, mientras que los sistemas disco-parabólicos son modulares y pueden ser usados en aplicaciones individuales o en grandes proyectos.

Las plantas de colectores cilindroparabólicos son la tecnología más madura y por tanto utilizable a corto plazo. Las centrales de torre, con bajo coste y almacenamiento térmico eficiente, prometen ofrecer plantas únicamente solares con alto factor de capacidad. La naturaleza modular de las disco-parabólicas puede permitir su uso en aplicaciones de pequeño tamaño y alto valor.

Las centrales de torre y las disco-parabólicas ofrecen la oportunidad de alcanzar mayores eficiencias y menores costes de operación que las plantas con colectores cilindroparabólicos, pero quedan incertidumbres sobre el tiempo en el que estas tecnologías alcanzarán la necesaria reducción de costes de inversión y la disponibilidad de mejoras. Los colectores cilindroparabólicos son actualmente una tecnología probada esperando una oportunidad para desarrollarse.

Las centrales de torre requieren que se demuestre la operatividad y condiciones de mantenimiento de la tecnología de sales fundidas y el desarrollo de heliostatos a bajo coste.

Los sistemas disco-parabólico requieren el desarrollo de al menos un motor convencional y el desarrollo de concentradores a bajo coste.

2. ASPECTOS MEDIOAMBIENTALES

La energía solar termo-eléctrica, forma parte del conjunto de tecnologías de energías renovables cuya principal aplicación es la producción de energía eléctrica. Así ocurre en el caso de la eólica, solar, fotovoltaica y minihidráulica, que

producen electricidad en ausencia de procesos de combustión y por tanto sin emisiones. Es una tecnología que puede demostrar su validez como herramienta para reducir las emisiones de CO₂.

El potencial estimado de reducción es de 2.000 t/año por MWe de potencia instalada o en otras palabras cada GWh producido con energía solar evita de 700 a 1.000 t de CO₂ (7)

No existen por tanto impactos sobre el medio físico, ni sobre la calidad del aire (3), ni sobre los suelos (4); tampoco se provocan ruidos ni se afecta a la hidrología existente (5).

En el análisis de las posibles afecciones sobre el medio biótico, hay que distinguir entre las tres tecnologías de concentración. Los generadores solares disco-parabólicos pueden usarse como unidades independientes y por tanto en este caso la ocupación de terreno no sería significativa y su repercusión muy escasa.

En las plantas compuestas por colectores cilíndrico-parabólicos se pueden llegar a ocupar superficies de territorio importantes. En general estas plantas si son de gran tamaño se localizan en emplazamientos con alta insolación y fauna y flora escasa, con frecuencia zonas desérticas ó semidesérticas en cuyo caso los efectos negativos se ven minorizados.

En términos generales se puede concluir que las principales repercusiones son el impacto visual y la ocupación de terrenos que en el caso de instalaciones de gran tamaño puede llegar a ser importante. Esta ocupación de terrenos puede tener incidencias sobre la fauna y flora del emplazamiento.

Aunque en ambos casos el impacto de este tipo de instalaciones no es superior al de cualquier planta convencional, tengase presente, por ejemplo que tanto en las plantas de tecnología cilindroparabólica como en las de torre la mayor ocupación

del terreno es debida al campo de captadores y la altura de éstos en ambos casos es inferior a 4 metros, lo que significa que a 100 metros de distancia el ángulo visual que en la dirección vertical subtende un campo de colectores es inferior a 2,5 grados. Esto explica el hecho de que estas plantas casi no sean visibles hasta que se está muy próximas a las mismas, hecho que cualquiera que haya visitado las plantas SEGS de California puede corroborar.

No obstante, hay que considerar que los posibles impactos que se generen en la fase de instalación y/o explotación no tienen un carácter permanente.

3. COSTES DE IMPLANTACIÓN Y CONVERSIÓN DE ENERGÍA

La experiencia adquirida en Europa y en EE.UU.(6) con tecnologías de concentración se considera suficiente como para dar datos de costes en la situación actual y hasta el año 2010.

La tabla IV.4.2 muestra datos sobre la situación tecnológica y los costes.

Como puede observarse el coste actual alcanza un valor aproximado de 450.000

Tabla IV.4.2.

SITUACIÓN ACTUAL DE LAS TECNOLOGÍAS DE CONCENTRACIÓN SOLAR Y PREVISIÓN DE COSTES						
	Estado tecnológico	Potencia unitaria	Coste de capital (pta/kW)	Operación y Mantenimiento (pta/kWh)	Coste global de producción* (pta/kWh)	
					2000	2010
Cilindroparabólico	Evolución comercial próxima	30 MW a 80 MW	446.600	1,54	10,5-17,3	8,6-14
Centrales de torre	Factibilidad técnica demostrada	30 MW a 200 MW	369.600 a 446.600	1,08	8-12,6	5,1-8,3
Disco/motor	Próxima Factibilidad Técnica	5 kW a 50 kW	446.600	3,1	12,6-20	6,2-9,24

Fuente: "Markets for Concentrating Solar Power". Department of Energy's Concentrating Solar Power Program. U.S. Department of Energy (DOE).

* Se refiere al denominado "levelized energy cost (LEC)". El rango depende del tipo de financiación de los proyectos y del nivel de instalación asumido. El rango inferior se obtiene con financiación pública y el rango superior con financiación privada.

pta/kW instalado, pudiendo ser algo menor en las centrales de torre.

En el Quinto Programa Marco, en el Programa de Trabajo del apartado denominado Energía, Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible, se establecen objetivos para los sistemas de energía solar térmica con concentración, siendo los objetivos de coste total de corto a medio plazo de 2.500 euro (416.000 pta) por kWe para la instalación; además, en el caso de producción híbrida, el objetivo de coste total para la producción de electricidad es 0,08 Euros (13,3 pta) por kWh, con una contribución anual de la energía solar de al menos el 50%. A más largo plazo, el objetivo es reducir a la mitad los costes de generación para alcanzar 0,04 Euros/kWh.

El coste global de producción ("levelized energy cost = LEC") de la energía solar con plantas cilindroparabólicas mixtas en EE.UU. es 18,5 pta por kWh.

En el año 2000, se prevén costes de la energía que significan importantes reducciones respecto a las consideradas en los años ochenta. Las centrales de torre son

las que tienen unos costes de la energía más bajos.

El coste de inversión para las tecnologías solares es mayor que el de las energías convencionales, pero los costes de operación son más bajos. En este sentido la financiación del proyecto, el tipo de interés, y la fiscalidad influyen enormemente en la promoción de los proyectos.

En consecuencia, la industria está buscando competir en regiones donde exista una política que estimule su desarrollo o en nichos de mercado.

4. BARRERAS

Las tecnologías de concentración aún no han alcanzado la fase de demostración comercial. En España se cuenta con la experiencia de la Plataforma Solar de Almería como centro de investigación y desarrollo en las aplicaciones de las tecnologías de centrales eléctricas solares, lo cual supone situarse en la primera línea a nivel europeo para la posible introducción en el mercado de estas tecnologías en los próximos años.

La primera barrera a superar es pues la realización de los primeros proyectos de demostración que prueben su viabilidad tecnológica y económica.

En segundo lugar, como corresponde al estado de la tecnología, las inversiones a realizar por kW instalado son muy elevadas, estando todavía lejos del umbral de rentabilidad, lo que supone una importante barrera de tipo económico, si bien las perspectivas de reducción de costes parecen alentadoras a medio plazo. Si se compara por ejemplo con la energía eólica, los costes de inversión de la energía solar termoeléctrica son del orden del triple.

Finalmente, deberán considerarse los posibles problemas que surjan relacionados con la conexión a la red de las plantas solares, sobre todo en el caso de plantas solares ubicadas en emplazamientos remotos que pueden carecer de líneas de evacuación apropiadas, lo que podría suponer un incremento notable en la inversión.

5. MEDIDAS E INCENTIVOS

Considerando la alta radiación solar existente en España y la posición favorable desde el punto de vista tecnológico que supone la existencia de la Plataforma Solar de Almería como apoyo a la introducción en el mercado de estas tecnologías, se proponen una serie de medidas e incentivos que impulsen su introducción en el mercado.

El apoyo público a las inversiones sería una de las principales medidas para la realización de las primeras plantas.

Otra de las posibles medidas a tomar es la **desgravación fiscal a la inversión** realizada para la construcción de las plantas, consistente en la deducción de un 10% en el Impuesto de Sociedades.

Finalmente el apoyo público también estará dirigido hacia la **subvención y financiación de actuaciones de investigación y desarrollo para la mejora de la tecnología** y su adaptación a las diversas aplicaciones.

6. PREVISIONES DEL MERCADO

El desarrollo comercial de la energía solar termo-eléctrica como energía de futuro tiene su base en las ventajas que puede ofrecer frente a otras fuentes de energía, entre las que cabe mencionar las siguientes:

- es, desde un punto de vista medioambiental, positiva, notablemente por el hecho de no producir emisiones;
- es una fuente energética inagotable, autóctona y segura;
- genera empleo cualificado y puede ser un elemento de desarrollo económico regional;
- la energía solar es una de las fuentes energéticas de mayor aceptación entre los consumidores;
- su eficiencia es alta;
- existe posibilidad de almacenar energía eficientemente lo que permite su operación cuando la demanda lo requiere, incluso en días nublados o durante la noche;
- existe la posibilidad de hacer plantas híbridas ó mixtas con tecnologías convencionales basadas en la combustión de combustibles fósiles, lo que permite unir las ventajas de ambas fuentes energéticas. La parte solar aporta sus ventajas medioambientales y sus costes de producción previsibles a largo plazo, y la tecnología convencional proporciona bajos costes a corto plazo y respuesta a los requerimientos de la demanda.

Sobre la base de estas ventajas y dado el objetivo de incremento de la participación de las energías renovables en el mercado energético, puede plantearse la realización de las primeras plantas solares termoeléctricas de demostración inicialmente para alcanzar una fase pre-comercial en el horizonte del Plan. Dada la alta radiación solar existente en España, nuestro país puede ser pionero en el desarrollo comercial de estas tecnologías.

Puede, por tanto, concluirse que sería aceptable establecer un objetivo de 200

MW de potencia, equivalente a la realización de ocho plantas tipo de 25 MW.

Tabla IV.4.3.

**Objetivo Área Solar
Termo-Eléctrica por CC.AA.
(Potencia en MW)**

CC.AA.	Objetivos Plan de Fomento
Andalucía	50
Aragón	
Asturias	
Baleares	
Comunidad Valenciana	
Canarias	25
Cantabria	
Castilla-La Mancha	50
Castilla y León	
Cataluña	
Extremadura	25
Galicia	
La Rioja	
Madrid	25
Murcia	25
Navarra	
País Vasco	
TOTAL	200

7. CONCLUSIONES

Las previsiones realizadas por el IDAE para el año 2010 se basan en las siguientes consideraciones:

- El alto nivel de radiación disponible en España permite adoptar las tecnologías de concentración con mayores perspectivas de rentabilidad que en la mayoría de los países de la Unión Europea;

- La Plataforma Solar de Almería puede apoyar tecnológicamente el desarrollo del sector;
 - Tanto las centrales de torre como las centrales con colectores cilindroparábólicos han demostrado su factibilidad técnica y pueden empezar la etapa de demostración pre-comercial;
 - Las previsiones en cuanto a costes de producción y las primas establecidas para la producción de electricidad con energía solar (R.D. 2818/1998) establecen un marco adecuado para la realización de los primeros proyectos;
 - Las previsiones del IDAE establecen un objetivo de 200 MW, equivalente a la realización de 8 plantas de aproximadamente 25 Mwe.
- (2) "Overview of Solar Thermal Technologies". Department of Energy's Concentrating Solar Power Program. U.S. Department of Energy (DOE).
 - (3) "La Contaminación Atmosférica. Agentes". Instituto Español de la Energía.
 - (4) "La Energía y la Degradación del Suelo". Instituto Español de la Energía.
 - (5) "Agentes y Efectos de la Contaminación del Agua". Instituto Español de la Energía.
 - (6) "Markets for Concentrating Solar Power". Department of Energy's Concentrating Solar Power Program. U.S. Department of Energy (DOE).
 - (7) Bector, M; Macias, M.; Ajova, J.I. (1995): "Solar Thermal Power Stations" en Pwspects and Directions', EUREC-Agency, James & James Science Publishers, London, 1996.

8. REFERENCIAS

- (1) "Plataforma Solar de Almería", Annual Technical Report 1997, Ref. PSA-TRO1/98 MG/BM/CR.

ÁREA SOLAR FOTOVOLTAICA

CAPÍTULO 4.5

PLAN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Diciembre 1999

4.5. ÁREA SOLAR FOTOVOLTAICA

1. ASPECTOS TECNOLÓGICOS

La energía solar fotovoltaica está basada en una tecnología de vanguardia, sustentada en una industria que en el caso español está a la cabeza del campo de la fabricación y de las aplicaciones (1).

Originalmente orientada al suministro eléctrico en zonas de difícil acceso para la red de distribución y con pequeños consumos, está evolucionando hacia instalaciones aisladas de mayor tamaño y últimamente hacia instalaciones conectadas a red, asociadas a un usuario cuya actividad no es energética. Estas últimas aplicaciones, que en determinados países se vienen utilizando desde hace algunos años, aún no se encuentran suficientemente desarrolladas en España (2).

Básicamente, una instalación fotovoltaica está compuesta por un generador fotovoltaico y un sistema de acumulación de energía en las instalaciones aisladas, acumulándose la electricidad generada en corriente continua, pudiendo ser utilizada después como tal o conectando un inversor estático que convierta la corriente continua en alterna (3) (4). La experiencia indica que este tipo de instalaciones tienen elevados períodos de vida útil, entre 20 y 30 años.

Actualmente, el silicio está presente como materia prima en el 87% de los módulos fotovoltaicos, tanto en la **tecnología cristalina** (mono o policristalina), como de forma esporádica en la de **lámina delgada de silicio amorfo** (1). El primer tipo se encuentra más generalizado ya que, aunque su proceso de elaboración sea más complicado, suele presentar mejores resultados en términos de eficiencia, con valores en

torno al 13% para el silicio monocristalino y al 9% para el policristalino (5). Actualmente, se encuentran en experimentación materiales para aplicar en forma de capa delgada como el **teluro de cadmio (Cd Te)** o el **diseleniuro de indio-cobre**, conocido por CIS, con eficiencias en torno al 14%.

Un aspecto importante a tener en cuenta sobre la utilización de **tecnologías de silicio** es la obtención de la materia prima. En este caso, el silicio desestimado en la industria electrónica es utilizado por la industria fotovoltaica como materia prima para producir silicio cristalino de grado solar. Actualmente, la industria fotovoltaica depende de la electrónica, ya que la materia prima que emplea es un subproducto de menor pureza a un coste sensiblemente inferior¹. La fusión del silicio para la obtención del silicio de grado solar a un precio aceptable para las aplicaciones solares constituirá el gran reto tecnológico de la energía solar fotovoltaica basada en el silicio (1).

Se prevé que las tecnologías van a evolucionar en el futuro inmediato hacia una **reducción de costes** mediante la disminución en la aplicación de materias primas y energía, mejora de la eficiencia de las células y optimización de los procesos de producción (1).

Otro reto tecnológico será el de **aumentar la eficiencia de las células fotovoltaicas** hasta valores en torno al 18% para el silicio monocristalino (1) y alcanzar el desarrollo comercial de las tecnologías actualmente en proceso experimental (CdTe y CIS). Igualmente, se prevé un elevado **desarrollo de los sistemas de concentración**, que permitan conseguir niveles de eficien-

¹ Actualmente, los productores españoles importan la materia prima en distintas fases de elaboración, fabricándose en España desde la oblea y la célula hasta el módulo fotovoltaico.

cia sensiblemente superiores, tanto en los sistemas estáticos, sin seguimiento solar y con medios refractivos, células bifaciales y concentradores parabólicos compuestos, como en los sistemas dinámicos con seguimiento solar que permiten concentrar la radiación por reflexión (5).

Los módulos fotovoltaicos son un instrumento de producción de energía, ya que producen mucha más energía de la que consumen y la obtienen de una fuente inagotable y no contaminante como el sol. Los principales consumos energéticos se producen en la fabricación del módulo y de la estructura de montaje, siendo favorable su balance energético (6) con un período de recuperación energético ó *pay-back*² energético que actualmente es de 2,3 años, y que disminuirá sensiblemente, al mejorar la tecnología, hasta valores entre 0,3 y 0,4 años para el año 2010.

En el caso de las instalaciones aisladas de la red, la energía generada durante las horas de radiación debe ser almacenada para su aprovechamiento durante las horas de baja o nula insolación, por ello la fiabilidad de una instalación fotovoltaica aislada de la red depende en gran medida de la fiabilidad y rendimiento del sistema de acumulación. El 90% del mercado corresponde a las **baterías de Plomo-Ácido**, que siempre que pueda realizarse un mantenimiento cuidadoso, son las que mejor pueden adaptarse a los sistemas de generación (1).

Para los sistemas conectados a la red eléctrica, el elemento fundamental es el **inversor**, que debe ser suficiente para no generar inconvenientes en la red, por lo que deberá cumplir una serie de condiciones técnicas para evitar averías y que su funcionamiento no disminuya la seguridad

² Período de recuperación energética de módulos de silicio cristalino (salvo el marco) bajo las circunstancias de una radiación media global de 1.700 kWh/m²/año.

ni provoque alteraciones en la red eléctrica superiores a las admitidas(5).

2. ASPECTOS MEDIOAMBIENTALES

La energía solar fotovoltaica, como fuente renovable, representa una fórmula energética radicalmente más respetuosa con el medio ambiente que las energías convencionales debido a que se dispone de recursos inagotables, a escala humana, para cubrir las necesidades energéticas.

Un elemento específico favorable a la energía solar fotovoltaica es que su aplicación suele tener lugar en el ámbito local, lo que hace innecesaria la creación de infraestructuras de transporte energético desde los puntos de producción a los de consumo.

Las principales **cargas ambientales** se producen en las operaciones extractivas de las materias primas (6), aunque la mayor parte de las células fotovoltaicas que se fabrican en la actualidad son de silicio - material obtenido a partir de la arena y por tanto muy abundante, y del que no se requieren cantidades significativas-, así como en el proceso industrial de fabricación de las células y módulos fotovoltaicos y de la estructura de montaje. En la fase de uso, las cargas ambientales son prácticamente despreciables y no implican emisiones de productos tóxicos, ya que sólo suponen ligeras tareas manuales de limpieza y supervisión. Es la fase de eliminación de los módulos la menos estudiada, ya que se trata de sistemas relativamente recientes y para los que no se han establecido vías claras de retirada. Por lo general, cuando un módulo se daña, vuelve al productor para su reparación, reutilización o desecharlo. El vidrio y el aluminio podrían reutilizarse, o al menos incorporarse a los cau-

ces de reciclado, al igual que el cadmio, aunque en este caso no existen procesos sistematizados.

En el **medio físico** no existen afecciones ni sobre la calidad del aire (7) ni sobre los suelos (8), no provocándose ruidos ni afectándose tampoco a la hidrología existente (9), aunque hay que tener especial cuidado con los impactos que se puedan derivar de una mala gestión de los módulos fotovoltaicos una vez agotada su vida útil, implementando estrategias de reciclado y reutilización de los materiales que constituyen el módulo fotovoltaico (13).

El principal impacto sobre el medio físico es el del **efecto visual** sobre el paisaje, susceptible de ser enmascarado o reducido en la mayoría de las instalaciones, para lo cual debe buscarse una integración respetuosa con el medio ambiente y los edificios.

Respecto al medio **biótico**, no existen efectos significativos sobre flora y fauna.

3. COSTES DE INVERSIÓN Y DE IMPLANTACIÓN

El coste de implantación de la energía solar fotovoltaica depende de factores como el tipo de aplicación (aislada o conectada), el tamaño y el tipo de tecnología, el desarrollo de los procesos de fabricación y las condiciones de mercado, así como de otros factores menos concretos como la entrada de nuevas firmas en el mercado, la eliminación de inventarios u otros relacionados con la estrategia comercial de las empresas que operan en este mercado (1).

No obstante y con el fin de aproximarse al análisis económico necesario, se han considerado tres tipologías que son representativas de lo que es el mercado español de la energía solar fotovoltaica (10).

Dentro de las **instalaciones aisladas de la red**, se ha considerado una **vivienda unifamiliar** ocupada por una media de cuatro personas que, para un consumo eléctrico medio de 2.100 Wh/día³, necesita una instalación solar fotovoltaica aislada de 1,1 kWp de potencia instalada.

Para cubrir las necesidades energéticas de esta vivienda se requiere una batería de 750 Ah que proporciona cuatro días de autonomía energética. La inversión necesaria por cada kWp instalado es actualmente de 2.200.000 pta/kWp (11), que se estima disminuirá de forma general alrededor del 20% (1). Los costes de operación y mantenimiento son relativamente elevados, ya que se sitúan en torno a las 75.000 pesetas por instalación tipo y año, considerando que se necesita el cambio de las baterías cada 10 años, al menos una vez durante la vida útil de la instalación, de 20 años. Estos costes se traducen en 45,7 pesetas por cada kWh producido por operación y mantenimiento.

En el ámbito de las **instalaciones solar fotovoltaicas conectadas a la red** se han considerado dos aplicaciones tipo dependiendo de si la potencia máxima conectada a red del inversor es menor o no de 5 kW, debido al trato diferenciado que se hace en el Real Decreto 2818/1998 sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas con fuentes de energías renovables.

La **aplicación tipo menor de 5 kW de potencia máxima de inversor** corresponde a una **vivienda familiar conectada a la red** con una potencia instalada de 4,0 kWp, para lo que actualmente se requiere una inversión por cada kWp instalado de

³ El consumo medio por vivienda se ha estimado para equipos de corriente continua (iluminación de habitaciones, salón y cocina y nevera/congelador) y de corriente alterna (lavadora, video, televisor y otros electrodomésticos).

1.100.000 pta/kWp (11). Este precio medio se estima que disminuirá de forma general hasta situarse en el año 2010 con una reducción del 25% (1). Los costes de operación y mantenimiento son reducidos, ya que se sitúan en torno a las 50.000 pesetas por instalación tipo y año, es decir, 8,33 pesetas por cada kWh producido, estimándose la vida útil de este tipo de instalación en más de 20 años.

En cuanto a la **aplicación tipo mayor de 5 kW de potencia máxima de inversor**, corresponde a una **pequeña instalación de generación conectada a la red** con

Tabla IV.5.1.

Resumen de la tipología de las instalaciones solar fotovoltaicas

	Aislada	Conectada	Conectada
	Unifamiliar	Menor de 5 kW	Mayor de 5 kW
Potencia instalada	1,1 kWp	4,0 kWp	25,0 kWp
Ratio medio de inversión	2.200.000 pta/kWp (reducción del 20% al 2010)	1.100.000 pta/kWp (reducción del 25% al 2010)	1.100.000 pta/kWp (reducción del 25% al 2010)
Horas equivalentes	1.500 horas	1.500 horas	1.500 horas
Coste de mantenimiento	75.400 pta/año (45,7 pta/kWh)	50.000 pta/año (8,3 pta/kWh)	100.000 pta/año (2,7 pta/kWh)
Energía producida	1.650 kWh/año	6.000 kWh/año	37.500 kWh/año
Vida útil	20 años	20 años	20 años
Precio de venta equivalente	16,2 pta/kWh ⁴	--	--
Precio de venta energía	--	66,0 pta/kWh ⁵	36,0 pta/kWh ⁵

Fuente: IDAE

4. BARRERAS

La solución fotovoltaica es, en algunos de los casos, si no la única solución, sí claramente ventajosa sobre otras opciones energéticas convencionales en

una potencia de 25 kWp, para lo que actualmente se requiere una inversión por cada kWp instalado de 1.100.000 pta/kWp (11). Este precio medio se estima que disminuirá de forma general hasta situarse en el año 2010 con una reducción del 25% (1). Los costes de operación y mantenimiento son muy reducidos, ya que se sitúan en torno a las 100.000 pesetas por instalación tipo y año, es decir, en este caso, 2,67 pesetas por cada kWh producido, con una vida útil de la instalación también superior a los 20 años.

zonas con características especiales por razones de aislamiento o de tamaño del servicio. No obstante, en una parte de estas aplicaciones, el coste de la inversión no puede ser asumido por quien necesita el servicio debido a que resulta, en el momento presente, muy superior al de las

⁴ Considerando la sustitución de la energía eléctrica evitada, con término de potencia de 251 pta/kW y mes y con un término de energía de 14,2 pta/kWh.

⁵ Optando por aplicar a todas las horas un precio fijo a percibir por la energía generada en instalaciones fotovoltaicas de menos y más de 5 kW, según proceda, de acuerdo con el artículo 28.3 del Real Decreto 2818/1998 de 23 de diciembre.

energías convencionales. Desde el punto de vista financiero, se necesitan **inversiones iniciales elevadas** para la construcción de este tipo de instalaciones, que suponen, en definitiva, el pago adelantado de la energía que se obtendrá en el futuro.

La materia prima fundamental que emplea la industria fotovoltaica para elaborar la célula solar (silicio cristalino) procede, como un subproducto, de la industria electrónica. El silicio que emplea la industria electrónica es más de cien veces el que necesita la industria fotovoltaica, por lo que su abastecimiento no está amenazado por la carencia del mismo, aunque sí existe una amenaza real en la presión al alza de su precio que se ha venido produciendo desde 1996 y que se mantiene como consecuencia del aumento de la demanda por parte de la industria fotovoltaica.

Una de las barreras a eliminar para conseguir fomentar el mercado solar fotovoltaico en España es la **falta de información**, sobre todo si se compara con otros países europeos, sumada a un cierto recelo inicial frente a nuevas tecnologías.

En los últimos años, es objeto de estudio y debate el balance entre el consumo energético en la fabricación de aparatos fotovoltaicos y la producción de energía durante la vida de los mismos. Los estudios realizados recientemente muestran que, aunque los consumos de energía en la fase de elaboración de los módulos fotovoltaicos son muy exigentes, la larga vida útil, hasta 30 años, y el casi nulo consumo en su fase de operación hacen que el balance energético presente unos resultados favorables frente a otros sistemas de producción de electricidad convencionales (1).

No existen criterios claros y concisos que sirvan de base a una **normalización de componentes e instalaciones**, homogé-

nea para todo el Estado español y debidamente consensuada con las distintas Comunidades Autónomas y con los agentes del sector (fabricantes, instaladores, compañías eléctricas,...). Igualmente, no existe **normativa específica para la conexión** de las instalaciones fotovoltaicas a la red, en la que se contemplen aspectos administrativos, técnicos y comerciales, así como relativa a la **actividad profesional** de los instaladores con el fin de evitar el intrusismo que ha llevado, en ocasiones, a la deficiente realización e integración de instalaciones fotovoltaicas en edificios.

El pequeño tamaño de las instalaciones solar fotovoltaicas, a diferencia de otro tipo de instalaciones energéticas, contrasta con la excesiva **rígidez de los sistemas de petición y de concesión de las subvenciones** que se han otorgado al sector fotovoltaico durante años. Es por tanto necesario que la tramitación de las subvenciones se agilice para conseguir el fácil acceso a las mismas y que las barreras con que se encuentra actualmente el sector fotovoltaico sean solucionadas con un apoyo decidido de las Administraciones Públicas, con claridad de acciones y objetivos, con procedimientos ágiles y eficaces y con una estabilidad en los programas de desarrollo y subvención que eviten inestabilidades en el mercado.

Actualmente **los Ayuntamientos**, que son los órganos administrativos más próximos al usuario final, apenas han intervenido apoyando al sector fotovoltaico. En este ámbito, se necesita solucionar los problemas de conexión entre la Administración Central, las distintas Administraciones Autonómicas y los Ayuntamientos con el objetivo de consensuar las medidas a adoptar en cuyo diseño deben participar, asimismo, todos los agentes económicos y sociales implicados.

5. MEDIDAS E INCENTIVOS

Tomando como premisas la alta radiación solar existente en España (12), los efectos medioambientales favorables y las particulares características de la energía fotovoltaica, resulta necesario acometer una serie de medidas e incentivos que incrementen la presencia de este tipo de energía en el territorio de todo el Estado. Estas medidas e incentivos que se proponen a continuación han sido concebidos para reforzarse mutuamente, realizándose un plan integrado que potencie la posición del sector fotovoltaico español con estrategias coherentes y bien apoyadas.

El apoyo público a las inversiones es una de las principales medidas que debe tomarse teniendo en cuenta que las líneas de subvención no deben estar sujetas a los plazos de presentación sino que han de ser continuas y coordinadas por las Comunidades Autónomas, para que el resultado de los procesos de tramitación sea lo más ágil posible. Para tener acceso a la subvención habrá de requerirse que la instalación haya sido realizada por profesionales autorizados y con equipos homologados que aseguren su calidad, incluso con la posibilidad de realizar controles de producción por agentes externos e independientes. La definición de medidas dirigidas específicamente a la fabricación o a la creación de actividad económica en el ámbito regional es otra de las posibilidades que se han de tener en cuenta para canalizar los apoyos públicos.

Por otro lado, el apoyo público también estará dirigido hacia la subvención y financiación de actuaciones de **investigación y desarrollo** para la mejora de la tecnología fotovoltaica y su adaptación a las diversas aplicaciones, haciendo especial hincapié en la mejora de los procesos de producción, comercialización e instalación, la mejora de

la eficacia de las células y sistemas fotovoltaicos, el desarrollo de nuevos productos o servicios, el estudio de la producción de silicio de grado solar independientemente de los procesos de la industria electrónica, la estandarización de los requerimientos técnicos, la normalización de la calidad de las instalaciones y la integración de los sistemas solares en edificios.

La desgravación fiscal a la inversión realizada para la instalación de un sistema solar fotovoltaico, consistente en la deducción de un 10%, es otro mecanismo que permitirá potenciar la penetración de esta tecnología en el mercado.

La regulación fiscal de los intercambios de electricidad entre los generadores particulares y la red eléctrica ha de tender a admitir, a efectos de facturación, la compensación entre la energía producida y la generada. Sería deseable que los particulares que generen electricidad con pequeños sistemas fotovoltaicos, y que son los soportadores finales del IVA, no tuvieran la necesidad de obtener la licencia fiscal o realizar liquidaciones trimestrales.

Para conseguir el ordenamiento del sector fotovoltaico, garantizando el suministro de energía y evitando el intrusismo de agentes externos, que lo pueden dañar por un mal diseño o funcionamiento de los sistemas, se ha de **desarrollar un reglamento de instalaciones fotovoltaicas**. En el citado reglamento se incluirán los criterios técnicos a cumplir por los distintos componentes así como los procedimientos administrativos para su homologación, las configuraciones básicas admitidas, los criterios de montaje y el modelo de contrato de mantenimiento que será obligatorio realizar. De igual forma, se ha de establecer una normativa en la que se desarrollen las normas de integración de las instalaciones fotovoltaicas en los edificios, con criterios claros de diseño y montaje a cumplir por los arquitectos e instaladores.

Igualmente, se ha de establecer el **reglamento** que recoja los requisitos técnicos, administrativos y comerciales de las **instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red eléctrica** y de la propia red receptora en ese punto. Este reglamento debería ser de aplicación general en todo el Estado, por lo que es importante el consenso entre la Administración Central y las distintas Comunidades Autónomas así como con las compañías eléctricas distribuidoras y comercializadoras. Se debe facilitar a los pequeños generadores la tramitación administrativa y el cobro de la energía facturada y las primas y, en la parte técnica del reglamento que regule la conexión a red, se ha de prestar especial atención a las especificaciones a cumplir, especialmente las del inversor, evitando la introducción de elementos innecesarios que encarezcan la instalación.

La regulación en **la obtención del carnet de instalador**, la **homologación de “empresa instaladora”** y la **creación del carnet de mantenedor de instalaciones fotovoltaicas** son medidas necesarias para conseguir una correcta ejecución de las instalaciones, medidas éstas que deben completarse con la creación de centros de enseñanza específicos que habiliten y acrediten a los profesionales del sector.

Para crear en la sociedad una conciencia positiva respecto a la energía fotovoltaica, a través de sus beneficios medioambientales, es necesaria la realización de una gran **campaña de concienciación ciudadana** dirigida al público, y en general, al ámbito profesional de los prescriptores (arquitectos, ingenieros, promotores, constructores, etc.) y grandes clientes potenciales (hostelería, sector industrial, ...)

Las distintas Administraciones Públicas han de introducir la energía solar fotovoltaica en los edificios propios o que gestionan como una **acción ejemplarizante** que debe completarse con la realización de estudios sobre la utilidad de la energía solar en los

distintos sectores, de viabilidad, con el diseño de plantas prototipo que sirvan de demostración y con la implantación de sistemas de seguimiento y desarrollo de líneas específicas de financiación que demuestren la utilidad de este tipo de energía.

Por otro lado, deberían **financiarse instalaciones de difusión** a través de la puesta en práctica, por parte de entidades públicas o privadas, de líneas específicas de financiación preferente y, para simplificar al usuario el acceso a la energía solar, se debería tramitar conjuntamente la financiación y la subvención con posibilidad de endoso de esta última directamente a la entidad financiadora.

Con el objetivo de aprender con la práctica, se han de experimentar, en situaciones reales, los diversos aspectos prácticos de ciertas aplicaciones fotovoltaicas que aún no se han generalizado en España, por lo que es necesario la **promoción de proyectos piloto de aplicación**. Los resultados que se obtengan de la experimentación redundarán en mejoras de los sistemas fotovoltaicos y contribuirán al cumplimiento del Plan.

6. PREVISIONES DE MERCADO

Las previsiones que se presentan a continuación tienen en cuenta las tendencias pasadas y actuales, el potencial disponible en España y la respuesta que se espera obtener del mercado al presente Plan. De esta forma, se estima que el incremento de la potencia a instalar hasta el año 2010 podría alcanzar los 135.000 kWp, entre instalaciones aisladas (20.000 kWp) e instalaciones conectadas a la red (115.000 kWp). En la siguiente tabla, se recoge una aproximación a las previsiones por Comunidades Autónomas:

Tabla IV.5.2. Objetivos de potencia instalada (MWp) al año 2010.

C. C. A. A.	Conectada	Aislada	Total
Andalucía	11,50	4,00	15,50
Aragón	5,75	1,20	6,95
Asturias	3,45	0,40	3,85
Baleares	6,90	0,40	7,30
C. Valenciana	9,20	1,20	10,40
Canarias	5,75	1,00	6,75
Cantabria	3,45	0,40	3,85
Castilla – La Mancha	3,45	2,00	5,45
Castilla y León	9,20	2,40	11,60
Cataluña	14,95	1,00	15,95
Extremadura	4,60	1,60	6,20
Galicia	4,60	1,60	6,20
La Rioja	3,45	0,40	3,85
Madrid	12,65	0,40	13,05
Murcia	3,45	0,80	4,25
Navarra	6,90	0,80	7,70
País Vasco	5,75	0,40	6,15
Total	115,00	20,00	135,00

Fuente: IDAE

7. CONCLUSIONES

Las previsiones realizadas por el IDAE para el año 2010 se basan en las siguientes consideraciones:

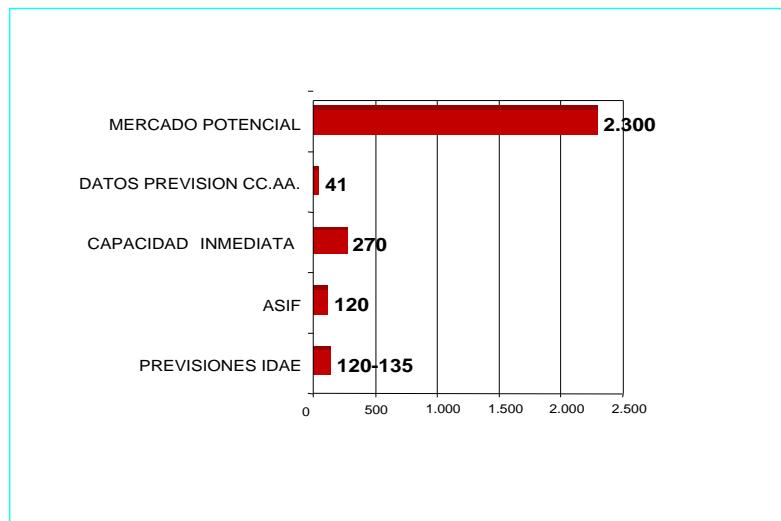
- El **mercado potencial de la energía solar fotovoltaica** se estima en 2.300 MWp desagregados en dos grandes grupos dependiendo del tipo de aplicación:
 - *Aplicaciones aisladas de la red:* 300 MWp (teniendo en cuenta tanto los requerimientos de electrificación en viviendas como otros tipos de instalaciones aisladas).

- *Aplicaciones conectadas a la red:* 2.000 MWp (que constituyen el 10%, es decir el porcentaje técnicamente admisible, de la potencia punta de generación en España).
- A lo largo del horizonte del Plan, la **capacidad industrial** se establece en los siguientes niveles:
 - *Capacidad actual:* 150 MWp.
 - *Capacidad inmediata* (aquélla que no requiere inversiones adicionales sino aprovechar al máximo el equipamiento disponible y ampliar turbinas): 270 MWp.
- La estimación de **las Comunidades Autónomas** es de 41 MWp, teniendo en cuenta fundamentalmente aplicaciones aisladas de la red.
- Las **previsiones de ASIF⁶** ascienden a 120 MWp, de los cuales 20 MWp están constituidos por aplicaciones aisladas y 100 MWp lo están por aplicaciones conectadas a la red.
- La **previsión del IDAE**, acorde con las expectativas de crecimiento de otros países de la UE adaptadas a las condiciones de España, se sitúan en torno a 120-135 MWp para el año 2010. De esta cantidad, aproximadamente 20 MWp podrían corresponder a aplicaciones aisladas de la red y 115 MWp a aplicaciones conectadas.

⁶ Asociación de la Industria Fotovoltaica.

Gráfico IV.5.1

Previsiones al año 2010 (MWp)



Fuente: IDAE; ASIF y CC.AA. para las previsiones propias.

8. REFERENCIAS

- (1) "Informe especializado para el Plan de Fomento de las Energías Renovables. Área Solar Fotovoltaica". Asociación de la Industria Fotovoltaica (ASIF).
- (2) "Las Energías Renovables en España. Balance y Perspectivas 2000. Edición'98". IDAE. Ministerio de Industria y Energía.
- (3) "Energía Solar Fotovoltaica. Manuales de Energías Renovables". IDAE. Ministerio de Industria y Energía.
- (4) "Instalaciones Solares Fotovoltaicas". Alcor, E. PROGENSA.
- (5) "Fundamentos, Dimensionado y Aplicaciones de la Energía Solar Fotovoltaica". CIEMAT. Ministerio de Industria y Energía.
- (6) "The Environmental Assessment of Photovoltaics" Energy Technology Support Unit (ETSU) for Department of Trade and Industry.
- (7) "La Contaminación Atmosférica. Agentes". Instituto Español de la Energía.
- (8) "La Energía y la Degradación del Suelo". Instituto Español de la Energía.
- (9) "Agentes y Efectos de la Contaminación del Agua". Instituto Español de la Energía.
- (10) "Energías Renovables en España. Anuario de Proyectos 1997". IDAE. Ministerio de Industria y Energía.
- (11) Comisión Consultiva de Ahorro y Eficiencia Energética. Grupo de Trabajo de Energías Renovables. Grupo de Trabajo de Coordinación. IDAE. Ministerio de Industria y Energía.
- (12) "Radiación Solar Sobre Superficies Inclinadas". Centro de Estudios de la Energía. Ministerio de Industria y Energía.
- (13) "Understanding and managing health and environmental risks of CIS, CGS and CdTe Photovoltaic module production and use: a workshop". P.D Moskowitz, K. Zweibel and M.P. De Phillips. Report NBL-61480, 1994

ÁREA BIOMASA

CAPÍTULO 4.6

PLAN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Diciembre 1999

Debido a que en el área de biomasa se engloba a su vez una cierta variedad de recursos, aplicaciones energéticas y mercados, este capítulo se organiza estructurado según estos elementos, recogiendo en cada apartado los diversos aspectos.

1. PRODUCCIÓN

En primer lugar es necesario referirse al origen de los recursos y a las particularidades relacionadas con las actividades de producción.

1.1. Residuos forestales.

Los residuos forestales proceden de los tratamientos y aprovechamientos de las masas vegetales realizados para la defensa y mejora de éstas, y se obtienen tras la realización de operaciones de corta, saca y transporte primario a pista.

Desde un **punto de vista tecnológico** la mecanización de los trabajos para posibilitar el aprovechamiento de los residuos forestales es complicada (1). Puede plantearse su transformación mediante astillado a fin de hacer posible su transporte en condiciones económicas aceptables, obteniendo un producto manejable y de granulometría homogénea; para ello existe una cierta gama de maquinaria en el mercado, aunque la experiencia que se tiene en el manejo de estos equipos es limitada. De cara al futuro, cabe esperar el desarrollo de mejores equipos y procedimientos de astillado y la incorporación de equipos de compactación mediante prensas para el incremento de la densidad del material para el transporte.

En lo que se refiere a los **aspectos medioambientales**, las actividades de producción

de biomasa a partir de residuos forestales tienen como incidencias particulares más sobresalientes aquéllas que se refieren al medio biótico vegetal (2). En términos generales, resultan positivas, siempre y cuando los trabajos generadores de los residuos se realicen de forma selectiva, analizando la conveniencia e intensidad de los mismos, y siempre bajo el control de expertos. En esas condiciones, entre los efectos beneficiosos sobre la vegetación pueden citarse la contribución a la regeneración natural de las masas y la mejora del crecimiento y calidad del arbolado. Asimismo, evitar la permanencia de los residuos forestales en el monte disminuye sensiblemente el riesgo de incendios forestales y la aparición de plagas.

En cuanto a la fauna, deben guardarse estas mismas precauciones, pues una mala realización de las operaciones selvícolas puede llevar a desplazamientos e, incluso, la desaparición de algunas especies en la zona.

La obtención de residuos forestales (3) 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 evidentemente están justificadas desde el punto de vista medioambiental. Para delimitar los parámetros económicos entre ambas finalidades, indicar que existe un cierto potencial para el cual, combinando una ayuda forestal en el entorno de las 50.000 pta/ha con los ingresos energéticos, el precio de venta del producto podría estar en el entorno de las 2 pta/te, como es el caso de las actuaciones selvícolas en robles de zonas montañosas, pino pinaster, eucalipto en la cornisa Cantábrico, etc.

La necesidad de disponer de forma sostenida en el tiempo de los recursos económicos para mejora de la masa forestal y prevención de incendios, manteniendo la continuidad que precisan las inversiones energéticas, constituye una de las principales **barreras** para el aprovechamiento de los residuos forestales. Otras barreras importantes para el aprovechamiento energético de los residuos forestales se refieren a la existencia de otros usos alternativos para estos productos y la necesidad de demostración.

De acuerdo con lo indicado, sería de interés la creación y desarrollo de la gráfica de **actuaciones silvoenergéticas** para aquellos montes o conjunto de montes donde confluyan una fuerte necesidad de actuar desde el punto de vista medioambiental, un elevado potencial de biomasa y sea viable la producción con fines energéticos. De esta forma, las masas forestales que accederían a esta calificación serían dotadas con presupuestos específicos para éstas y otras posibles finalidades. Otras medidas a adoptar para potenciar el desarrollo de estas actividades son de carácter económico -incentivos a la inversión-, o de demostración y desarrollo tecnológico -realización de proyectos de demostración que permitan la posterior difusión de las tecnologías de recogida y tratamiento de los residuos forestales-. Finalmente, se considera la posibilidad de promover la formación de entidades de carácter local o comarcal para la recogida de residuos.

Con el objeto de situar el coste del combustible en línea con los requerimientos de la demanda energética, se considera como medida adicional y dentro del capítulo de **ayudas públicas**, la concesión de una ayuda directa al producto de 0,4 pta/te, a aplicar a través del distribuidor o del transformador energético. Esta ayuda se condicionará a la firma de contratos a largo plazo entre el generador y el distribuidor/transformador.

Atendiendo a las particularidades de las masas forestales españolas, se estima que en el periodo 1999-2010 se podrán promover actuaciones de forma que anualmente se incida sobre 150.000 ha, generando en consecuencia unos recursos energéticos que totalicen 450.000 tep/año en el año 2010.

En el período 1999-2006 se estima que la producción de biomasa procedente de residuos forestales alcanzará 220.000 tep/año adicionales. Las inversiones asociadas en equipamiento específico forestal se estiman en 4.710 Mpta. Los recursos económicos públicos necesarios con el objeto de llevar a cabo estas actividades se han evaluado, para el caso de incentivos públicos a la inversión, en 942 Mpta (el 20% de la inversión) y los presupuestos para actuaciones forestales en 11.142 Mpta. La ayuda directa al producto durante el período totaliza 2.674 Mpta/año. El desglose de los valores unitarios correspondientes a estas ayudas públicas aparece en la tabla siguiente:

Tabla IV.6.1.**Desglose de ayudas públicas en el horizonte del año 2006: Residuos forestales**

	Producción				Ayuda directa al combustible	
	Generación [1]		Acondicionamiento energético [2]			
	Subvención a la inversión	Explotación	Subvención a la inversión	Explotación		
Residuos forestales		50.000 pta/ha	20%		4.000 pta/tep	

Fuente: IDAE

[1] Actuaciones tendentes a la producción de materia prima. Ayudas procedentes de fondos ajenos a la actividad energética, pero que hay que canalizar.

[2] Operaciones específicas para el aprovechamiento tales como astillado, transporte, etc.

1.2. Residuos agrícolas leñosos

Los residuos agrícolas leñosos proceden principalmente de las podas de olivos, viñedos y frutales, por lo que su producción tiene un cierto carácter estacional. En el **aspecto tecnológico**, puesto que constituyen residuos de características semejantes a los residuos forestales en cuanto a su naturaleza y disposición, algunas peculiaridades y barreras son comunes. Al igual que para el aprovechamiento de los residuos forestales, es conveniente un tratamiento que permita un transporte barato, para lo que se precisaría el astillado o compactación del material obtenido en campo.

Entre los **beneficios medioambientales**, la eliminación de los residuos, además de constituir un imperativo del cultivo, disminuye el riesgo de incendios ocasionados por quemas no controladas y la posible aparición de plagas (4).

En el **plano económico**, puesto que estos productos no tienen actualmente valor de mercado sino que por el contrario su elimi-

nación constituye un coste inevitable para el agricultor, las actividades para su aprovechamiento podrían considerarse ya como un beneficio para éste. De esta forma, el precio de este material coincidiría con el coste de las actividades que es preciso llevar a cabo y que, con los procedimientos y métodos actuales, y debido principalmente a la incidencia del astillado, se sitúa entre 2-3 pta/te (5), pero que, una vez que se alcance un cierto grado de madurez en esta actividad, se estima que podrá situarse en un intervalo de entre 1,5-2,5 pta/te.

En lo que respecta al aprovechamiento de los residuos agrícolas leñosos, la necesidad más acuciante radica en demostrar la viabilidad práctica y económica de su aprovechamiento, ya que existen disponibilidades claras que en su gran mayoría actualmente tienen carácter residual, aunque por su naturaleza, en un futuro, podrían ser susceptibles de usos alternativos. Además de las **barreras** tecnológicas, otras circunstancias que dificultan la puesta en práctica de los residuos agrícolas leñosos son la dispersión y pequeña escala de las explotaciones, que complican la gestión

para el aprovisionamiento, así como la estacionalidad en la producción y retirada motivada por los imperativos de los cultivos y la posible aparición de plagas.

Según lo indicado, para el aprovechamiento de los residuos agrícolas leñosos, resulta crítica la realización de **proyectos de demostración y difusión**, con el objeto de adquirir experiencia y demostrar la viabilidad técnico-económica de esta actividad. Estas experiencias de demostración servirán, asimismo, para crear las bases que permitan establecer colaboraciones entre los agentes del ámbito agrícola y el energético que posibiliten y beneficien la actividad de ambos.

Otras **medidas de apoyo público**, como incentivos a la inversión, o promover la formación de entidades de carácter local o comarcal para llevar a cabo la recogida y tratamiento de estos residuos, así como acciones tecnológicas, se consideran igualmente necesarias para el desarrollo de este sector. También es necesaria la ayuda directa al producto de 0,4 pta/te, aplicada a

través del distribuidor o transformador energético, y condicionada a la firma de contratos de suministro entre estos y el generador.

Se estima que al final del período 1999-2010 los residuos agrícolas leñosos pueden añadir al balance energético del orden de 350.000 tep/año, procedentes de 875.000 ha.

En el horizonte del año 2006 se estima que la producción de biomasa procedente de residuos agrícolas leñosos será del orden de 170.000 tep/año. Las inversiones asociadas en equipamiento específico se estiman en 3.665 Mpta y los recursos económicos públicos necesarios con el objeto de llevar a cabo estas inversiones en 733 Mpta (el 20%) para el caso de incentivos públicos a la inversión, y 2.080 Mpta/año en concepto de ayuda directa al producto. A continuación, se recoge el desglose de los valores unitarios correspondientes a las ayudas públicas necesarias para la consecución de los objetivos.

Tabla IV.6.2.

Desglose de ayudas públicas en el horizonte del año 2006: Residuos agrícolas leñosos

	Producción				Ayuda directa al combustible	
	Generación [1]		Acondicionamiento energético [2]			
	Subvención a la inversión	Explotación	Subvención a la inversión	Explotación		
Residuos agrícolas leñosos			20%		4.000 pta/tep	

Fuente: IDAE

[1] Actuaciones tendentes a la producción de materia prima. Ayudas procedentes de fondos ajenos a la actividad energética, pero que hay que canalizar.

[2] Operaciones específicas para el aprovechamiento tales como astillado, transporte, etc.

1.3. Residuos agrícolas herbáceos

En el caso de la paja de los cereales de invierno (trigo, cebada, etc.), desde el **punto de vista tecnológico** existen equipos convencionales de recogida y preparación para el almacenamiento y transporte habitualmente empleados para otras aplicaciones, ampliamente conocidos, y cuya adaptación u optimización para una aplicación energética podría ser necesaria, pero cuyo manejo está respaldado por una amplia experiencia. Para otros residuos agrícolas herbáceos, como el cañote de maíz, dependiendo de su naturaleza, podrían ser convenientes equipos para su preparación mediante compactación.

Dentro de los **efectos medioambientales** que el aprovechamiento energético de estos residuos comporta, el de mayor importancia radica en la eliminación de las quemadas incontroladas (6) de estos residuos en el campo, una actividad tradicional en el medio rural de nuestro país y origen de numerosos incendios forestales.

Al contrario de lo que ocurre en el caso de los residuos agrícolas leñosos, para los herbáceos existe un cierto **mercado** que da origen a que el agricultor pueda esperar un cierto ingreso por la venta de un subproducto cuyo precio se puede situar en el entorno de 2 pta/kg, equivalente aproximadamente a 0,7 pta/te. Por lo tanto, el precio que para la aplicación energética cabría esperar sería el ya indicado más los costes de los trabajos de empacado y transporte, cuya estimación (7) puede estar en el entorno de 1-1,5 pta/te.

Para el caso de las pajas de cereal, el aspecto más importante a tener en cuenta es la existencia de usos tradicionales alternativos como los del sector ganadero. Esto se ve agravado por el hecho de que en algu-

nos años debido a la oscilación de la oferta y la demanda, se eleva el precio por encima de lo que podría pagar el mercado energético.

Lo indicado anteriormente se podrá resolver, por un lado, por el hecho de que para el agricultor puede ser ventajoso llevar a cabo contratos estables que le permitan permanecer al margen de las fluctuaciones interanuales del mercado y, por otro, mediante el planteamiento de proyectos de aprovechamiento energético que combinen diversos recursos de distintas procedencias.

Entre las **medidas** necesarias a adoptar para impulsar el aprovechamiento energético de este tipo de residuos, resultan de especial importancia la realización de proyectos de demostración, la difusión de tecnologías de recogida y tratamiento de los residuos y, por último, la formación de entidades de carácter local o comarcal para la realización de estas actividades.

Adicionalmente, con el objeto de situar el precio final en unos niveles aceptables por la industria energética transformadora, se considera necesario dentro de las **ayudas públicas** un apoyo directo al producto de 0,4 pta/te, a aplicar a través del distribuidor o del transformador energético, previa la firma de contratos a largo plazo entre el productor y la propia industria.

Se estima que al final del período 1999-2010 los residuos agrícolas herbáceos pueden aportar al balance energético del orden de 1.350.000 tep/año, procedentes de la actuación sobre 1.350.000 ha.

En el horizonte del año 2006 se estima que la producción de biomasa procedente de residuos agrícolas herbáceos alcanzará alrededor de 658.000 tep/año. Las inversiones asociadas en equipamiento especí-

fico se estiman en 4.185 Mpta., mientras que los recursos económicos públicos necesarios con el objeto de llevar a cabo estas inversiones se han evaluado, para el caso de incentivos a la inversión, en 837 (20% de las inversiones) y, como ayudas directas al producto, en 8.023 Mpta/año. A continuación, se recoge el desglose de los valores unitarios correspondientes a las ayudas públicas necesarias para la consecución de los objetivos.

1.4. Residuos de industrias forestales

Los residuos de industrias forestales proceden de los procesos de primera y segunda transformación de la madera, y forman un conjunto de materiales heterogéneos entre los que se encuentran las astillas, cortezas, serrín, recortes, cilindros, finos y otros.

Para el tratamiento y manejo de estos materiales, cuyo origen tiene lugar en establecimientos industriales, los equipos a emplear se puede considerar que están dispo-

nibles, ya que serían idénticos a los empleados para otras aplicaciones, siendo en términos generales una tecnología convencional. Las **necesidades tecnológicas** ligadas al acondicionamiento energético de estos productos al igual que para otros recursos comprendidos en el concepto de biomasa están relacionadas con los procesos de homogeneización granulométrica y densificación de estos materiales mediante equipos de astillado, trituración y densificación.

Las fluctuaciones en la demanda de residuos de las industrias forestales para usos no energéticos ocasionan con cierta frecuencia acumulaciones que provocan problemas medioambientales, dando lugar a la necesidad de proceder a su vertido. Existe una gran variabilidad entre los costes dependiendo de las características de cada tipo de subproducto así como de su demanda a escala local, y que puede dar lugar a oscilaciones comprendidas entre 0,5-1,5 pta/te.

Tabla IV.6.3.

Desglose de ayudas públicas en el horizonte del año 2006:

Residuos agrícolas herbáceos

	Producción				Ayuda directa al combustible	
	Generación [1]		Acondicionamiento energético [2]			
	Subvención a la inversión	Explotación	Subvención a la inversión	Explotación		
Residuos agrícolas herbáceos			20%		4.000 pta/tep	

Fuente: IDAE

[1] Actuaciones tendentes a la producción de materia prima. Ayudas procedentes de fondos ajenos a la actividad energética, pero que hay que canalizar.

[2] Operaciones específicas para el aprovechamiento tales como astillado, transporte, etc.

Actualmente, el grado de aprovechamiento, energético o no, de estos residuos es bastante alto, aunque con las variaciones antes indicadas, lo que puede dar lugar a determinados retrocesos en el desarrollo de aplicaciones energéticas de estos recursos. Adicionalmente, su disponibilidad viene limitada por la actividad generadora de los mismos.

Algunas de las **medidas** necesarias para llevar a cabo el incremento de la aplicación energética de los residuos de industrias forestales se refieren a la realización de proyectos de demostración y difusión, acciones tecnológicas y de I+D.

Teniendo en cuenta lo indicado, se estima que al final del período 1999-2010 los residuos de industrias forestales pueden incorporar al balance energético 250.000 tep/año adicionales sobre los que actualmente vienen aportando, en su mayor parte procedentes del crecimiento de la actividad en los sectores generadores de estos subproductos.

1.5. Residuos de industrias agrícolas

Los residuos de industrias agrícolas tienen un origen muy variado, aunque los de mayor importancia cuantitativa en nuestro país son los procedentes de la industria relacionada con el aceite de oliva. Dentro de esta categoría existe, además, otro conjunto de materiales aprovechables desde el punto de vista energético, muchos de los cuales están constituidos por restos vegetales con elevado grado de humedad y que vienen siendo empleados para alimentación animal, u otros como la cascarilla de arroz o la cáscara de almendra.

Dentro del sector oleícola, se han llevado a cabo en los últimos años variaciones en los procesos de transformación de la aceituna y en los subproductos producidos que constituyen una de las causas por las cu-

ales se están **replanteando las fórmulas de aplicación energética**, con una tendencia a derivarse desde los usos térmicos a los de producción eléctrica, aunque no suponiendo por ello una mayor aportación de recursos.

Desde el **punto de vista medioambiental** las transformaciones antes indicadas dentro del sector del aceite de oliva suponen una sensible mejora frente a la situación pasada, en la que se producían almacenamientos en balsas o vertidos de materiales con fuerte carga contaminante –alpechines–

La extensión del uso de la biomasa en este sector está limitada por la dependencia de la actividad generadora, así como por la presión sobre la oferta de otros usos alternativos. Para incrementar la aplicación energética de los residuos de industrias agrícolas son necesarios proyectos de demostración y difusión, acciones tecnológicas y de I+D.

Teniendo en cuenta lo indicado, se estima que en el año 2010 los residuos de industrias agrícolas pueden incorporar al balance energético 250.000 tep/año adicionales sobre los que actualmente vienen aportando, en su mayor parte procedentes del crecimiento de la actividad en los sectores generadores de estos subproductos y de la aplicación energética de nuevos tipos de residuos.

1.6. Cultivos energéticos

El otro gran grupo de recursos de biomasa, diferente cualitativamente de los ya reseñados por su origen (8), lo constituye el de los cultivos energéticos lignocelulósicos. Estos pueden ser herbáceos y leñosos.

Los cultivos herbáceos constituyen una alternativa a los cereales extensivos. Las 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, el presentar un balance energético positivo y la posibilidad de recuperar fácilmente las tierras después de finalizado el cultivo energético (16). De entre aquéllos para los cuales se ha llevado a cabo una cierta experimentación, el más adaptado a las condiciones continentales de España es el cardo (*Cynara cardunculus*) (16), lo cual no excluye que en el futuro puedan desarrollarse experiencias positivas con otros cultivos tales como la *Brassica carinata*.

Los cultivos leñosos de mayor producción de biomasa, y para los cuales hay experiencia (chopos), se ven limitados a zonas de regadío. Dentro de este tipo de cultivos, pero en zonas de secano, se pueden tener en cuenta los *Eucalyptus sp.*, para el suroeste de Andalucía y los *Eucalyptus globulus*, en la cornisa cantábrica.

Tanto para el caso de los cultivos energéticos herbáceos como para los leñosos no se puede hablar de que se haya alcanzado la fase de demostración. Las tendencias futuras estarán marcadas por la búsqueda de nuevas especies, selección genética, desarrollo de procedimientos y equipos y la resolución de las incertidumbres que en la actualidad deja la inexperiencia.

No se puede hablar de **efectos medioambientales** negativos específicos y expresamente causados por la realización de cultivos energéticos. Sí deben tenerse en cuenta algunos aspectos en lo que hace referencia a determinados elementos ambientales. Así, la realización de cultivos energéticos evita la erosión o degradación de los suelos (9) que puede derivarse del abandono de las tierras de labor. No obstante, deberán considerarse las condiciones de pendiente y estado de los terrenos en los que se realicen estos cultivos, pues

siempre implicarán roturación y posibilidad, por tanto, de degradación del suelo.

Los cultivos energéticos, asimismo, por requerir unas labores menos exigentes que los destinados a la alimentación (menos fertilizantes, herbicidas o plaguicidas (10)), presentan menos riesgos de contaminación del suelo por exceso de fertilizantes. Por otro lado, y dado que no tienen aplicaciones alimentarias, pueden utilizarse como filtros verdes.

Como regla general, se considera que los sistemas perennes o forestales con turnos largos tienen un impacto menos negativo sobre agua y suelo que los sistemas anuales. Un periodo activo más largo en el sistema radicular y un alto grado de circulación interna de nitrógeno en los sistemas perennes está relacionado con un menor riesgo de pérdidas por escorrentía que el que pueden presentar los sistemas anuales.

Por lo que respecta a la fauna, en la realización de cultivos energéticos forestales de rotación corta, con las medidas adecuadas, podrían generarse nuevos hábitats para la fauna salvaje y además aumentarían los microorganismos del suelo, especialmente los descomponedores.

En cuanto a los **aspectos económicos** ligados a la producción de los cultivos energéticos, para valorar el precio que habría que pagar por ellos se considera su realización como alternativa a los cultivos de cereales, y no a la retirada obligatoria, ya que ésta no es un elemento estable que garantice el suministro de los recursos (11). En la tabla IV.6.4 (12) se recogen los márgenes correspondientes a cereal y a cultivos energéticos para distintos valores de retribución de la biomasa, incluyendo la subvención agrícola en ambos casos.

Tabla IV.6.4.**Márgenes correspondientes a cereal y a cultivos energéticos para distintos valores de retribución de la biomasa (incluyendo la subvención agrícola)**

Tipo y retribución (Pta/kg ó pta/te)	Margen (Pta/ha)			
	Secanos semiáridos	Secanos húmedos	Secanos alto potencial	Cereal de regadío
Cereal 18 pta/kg	21.543	35.789	58.333	68.500
Cereal 20 pta/kg	26.543	45.789	67.333	82.601
Cultivos energéticos 1,6 pta/te	25.363	38.703	48.931	49.870
Cultivos energéticos 1,8 pta/te	31.763	46.703	59.531	66.870
Cultivos energéticos 2,0 pta/te	38.163	54.703	70.131	83.870
Cultivos energéticos 2,2 pta/te	44.563	62.703	80.731	100.870

Fuente: Universidad de Comillas, ITGA, ETSI Agrónomos-UPM.

En el caso más favorable para los cultivos energéticos, es decir, en secanos semiáridos, retribuir el producto a 1,6 pta/te representa para el agricultor prácticamente igualar el margen con el cereal (para 20 pta/kg).

Si se considera que un incremento de margen del orden de 15.000-20.000 pta/ha es necesario para cubrir el riesgo del cambio de cultivo, (13) el precio con transporte al cual debería retribuirse el producto energético sería de 2,2 pta/te.

Por consiguiente, entre las **medidas** a adoptar en lo que se refiere a los cultivos energéticos, resulta necesario definir un marco adecuado para su desarrollo, que deberá estar en relación con las políticas de ayuda y criterios de retirada definidos por la UE, así como con la evolución de los precios de los productos agrícolas en los próximos años. Esto se concreta, como se desprende de las consideraciones económicas realizadas anteriormente, en primer lugar, en que se obtenga la ayuda general de $63 \times (i.r)$ euro/ha (siendo i.r. el índice

comarcal de regionalización productiva) a que acceden los cultivos herbáceos. Para ello, en la práctica, es necesario y debe ser permitido por la UE, que la retirada voluntaria y, por tanto, susceptible de recibir la ayuda general, se pueda aplicar hasta el 100% de la explotación siempre y cuando dicha superficie se destine a cultivos energéticos.

A esta medida, y con el objeto de situar el coste de combustible en línea con los requerimientos de la demanda, se considera adicionalmente una ayuda directa al producto de 0,6 pta/te, a aplicar a través del distribuidor o del transformador energético. Esta ayuda, que debe ser declarada por la UE compatible con la ayuda general, se condicionará a la firma de contratos entre el generador y el distribuidor/transformador, que incluirán compromisos al menos durante diez años. Esta ayuda al producto será sustituida, cuando sea de aplicación, por la ayuda equivalente procedente de fondos comunitarios relacionados con el desarrollo rural (agroambientales o de reforestación). Estas ayudas adicionales no

tendrían por qué tener problemas en las próximas negociaciones multilaterales de la Organización Mundial del Comercio, al no interferir el normal desarrollo del comercio internacional de productos agrarios y tener una clara finalidad medioambiental (caja verde).

En resumen, para posibilitar la realización de cultivos lignocelulósicos energéticos haciéndolos atractivos, es necesario crear, y debe ser permitido a nivel de la UE, un marco legislativo y de ayudas específico, de manera que estas actividades supongan para el agricultor un rendimiento económico en una primera etapa algo superior al que se obtiene por los cultivos tradicionales. Esta ayuda adicional inicial se justificaría por su elevado carácter innovador, positivas perspectivas de desarrollo tecnológico y abaratamiento de costes y diversificación de cultivos y aplicaciones. Adicionalmente, esta ayuda podría venir justificada y apoyada como actividad propiciadora de desarrollo rural y de mejora del medio ambiente. En cualquier caso, las Comunidades Autónomas deben intervenir directamente en la ejecución y posiblemente financiación de esta medida.

Además de las **barreras** y propuestas ya indicadas, se da una situación tecnológica previa a la demostración, ya que no existen en nuestro país ejemplos prácticos de producción salvo pruebas experimentales. Además de esta dificultad de base, el desarrollo de estos cultivos se enfrenta en la actualidad a otras, como el desconocimiento de esta posibilidad en el sector agrícola, la falta de apreciación positiva por los agentes del ámbito energético, la nece-

sidad de un tamaño mínimo de la planta en el caso de aplicaciones eléctricas, o que ni las variedades de plantas usadas ni la maquinaria empleada sean específicas para estos usos.

Otras medidas necesarias para impulsar el desarrollo de la producción de cultivos energéticos consisten en el establecimiento de **ayudas públicas** tales como incentivos a la inversión, acciones tecnológicas y finalmente promover la formación de entidades de carácter local o comarcal para la realización de estos trabajos.

Atendiendo a las particularidades agronómicas españolas, se estima que en el período 1999-2010 se podrán promover actuaciones de forma que se realicen cultivos energéticos sobre 1.000.000 ha en el caso de que en su totalidad se realicen sobre secanos semiáridos o en su superficie equivalente sobre otros índices de regionalización o regadío hasta alcanzar una producción energética de 3.350.000 tep/año.

En el horizonte del año 2006, se estima que la producción de biomasa procedente de cultivos energéticos totalizará aproximadamente 1.600.000 tep. Las inversiones asociadas en equipamiento específico se estiman en 11.465 Mpta., con unos recursos económicos públicos aplicados como subvención a la inversión de 2.293 Mpta (20% de las inversiones). Además de los 63 euros/ha, la ayuda directa al producto durante el período totaliza 29.402 Mpta. A continuación, se recoge el desglose de los valores unitarios correspondientes a las ayudas públicas necesarias para la consecución de los objetivos.

Tabla IV.6.5.**Desglose de ayudas públicas en el horizonte del año 2006: Cultivos energéticos**

	Producción				Ayuda directa al combustible	
	Generación [1]		Acondicionamiento energético [2]			
	Subvención a la inversión	Explotación	Subvención a la inversión	Explotación		
Cultivos energéticos		63 euros/ha	20%		6.000 pta/tep	

Fuente: IDAE

[1] Actuaciones tendentes a la producción de materia prima. Ayudas procedentes de fondos ajenos a la actividad energética, pero que hay que canalizar.

[2] Operaciones específicas para el aprovechamiento tales como astillado, transporte, etc.

2. APLICACIÓN

La biomasa descrita en los párrafos anteriores puede ser sometida a operaciones de adecuación y transformación (14) antes de aplicarse en usos energéticos. Dentro de estas operaciones se podrían encontrar, como actividad independiente de la producción y de la aplicación, el almacenamiento, triturado, molienda, secado (natural o forzado), densificación y almacenamiento del producto final, si bien lo normal es que no se realicen todas ellas en todos los casos. Un caso especial se refiere a la elaboración de productos densificados, como los pellets y briquetas, por lo que suponen de aumento del valor añadido del producto y adaptación a determinados requerimientos de los usuarios, especialmente del sector doméstico.

Se considera necesario realizar **plantas fijas para la adecuación de combustibles**, incentivadas económicamente. Las inversiones asociadas en equipamiento específico se estiman en 4.185 Mpta, y los incentivos públicos a la inversión en 837 Mpta (20%).

En el caso de la biomasa, resulta crítico unir la producción y la aplicación garantizando la seguridad del suministro en cuanto a calidad, cantidad y precio. La inexistencia o debilidad de los canales de distribución de estos combustibles, incapaces de asegurar al usuario potencial la continuidad necesaria, constituye actualmente una gran barrera para el desarrollo de estas aplicaciones, especialmente para usos térmicos.

Por ello, para asegurar dicho suministro de biomasa, así como garantizar la calidad de la misma en cuanto a contenido de humedad o impurezas, es necesario crear una **central de distribución** de biomasa. Promovida y apoyada institucionalmente de la forma en que se determine, estaría constituida (mediante sistema de agencias, franquicias u otros) por todos aquellos ofertantes dispuestos entre otros extremos a firmar un determinado tipo de contratos, a responder con un cierto grado de solidaridad de los compromisos de los integrantes y a mantener una determinada política de precios. Esta actuación tiene especial sentido en el caso del aprovechamiento térmico de la biomasa, ya que para aplicaciones

eléctricas, las propias centrales eléctricas se encargarían de la logística de aprovisionamientos.

Dada la importancia de la garantía de suministro y la necesidad de ir creando unas sólidas relaciones interprofesionales entre agricultores suministradores de biomasa y usuarios, se establecerá que, al igual que sucede en otras producciones donde existen ayudas de la PAC (Política Agraria Común), la concesión de las ayudas a los cultivos energéticos venga a través del contrato que el agricultor tenga firmado con un centro de aprovechamiento de biomasa, directamente o a través de una central de distribución de biomasa. Deberá regularse el contenido de dicho **contrato**, especialmente en aquellos temas que como las bonificaciones y penalizaciones en el precio de la biomasa en razón de su calidad, causas de rescisión del contrato, sanciones por incumplimiento de contrato y arbitraje, son fundamentales. Con el fin de garantizar el suministro se considerará apropiado que los agricultores participen en la distribución o utilización energética de la biomasa, mediante consorcios, sociedades conjuntas, u otras fórmulas.

Por otro lado, los resultados de la promoción activa de proyectos de carácter claramente demostrativo y que liguen producción y aplicación llevados a cabo por el IDAE resultarán definitivos de cara al cumplimiento de los objetivos del Plan.

2.1. Aplicaciones térmicas

Las **aplicaciones domésticas de la biomasa** más extendidas actualmente son las cocinas o chimeneas abiertas tradicionales de muy bajo rendimiento energético. No obstante, existen posibilidades tecnológicamente más desarrolladas para usuarios individuales que permiten controlar mejor el proceso de combustión y obtener mejores rendimientos mediante recuperadores de calor, cocinas-estufas y calderas para sóli-

dos cuya penetración en el mercado es creciente. Para usos colectivos domésticos, la biomasa no se viene utilizando en España como combustible principal, si bien empiezan a realizarse experiencias con calderas de biomasa en comunidades de vecinos y centros públicos a partir de tecnologías disponibles actualmente pero que en un futuro deberán experimentar un proceso de adaptación.

Una aplicación de gran interés para el sector doméstico y de servicios es el caso de las **redes de calefacción centralizada**, consistentes en una planta térmica central, un sistema de distribución con conducciones y unos puntos de consumo. En estas aplicaciones, por las ventajas que presentan para el usuario, es previsible que se alcance un cierto desarrollo en los próximos años.

Las **aplicaciones térmicas industriales** se pueden referir al uso de biomasa en hornos cerámicos, en secaderos industriales o de productos agrícolas, y en calderas. Aunque los equipos disponibles actualmente en el mercado, generalmente empleando sistemas de parrillas, alcanzan unos rendimientos aceptables, existen posibilidades tecnológicas de mejorar sus prestaciones mediante procedimientos de regulación y sistemas de combustión como el lecho fluido.

La composición de los humos producidos tras la combustión de la biomasa incluye básicamente CO₂, cuyo ciclo es neutro en el caso de la biomasa, y vapor de agua, con muy baja presencia de compuestos de nitrógeno, azufre o cloro; y aunque existe una emisión apreciable de partículas, ésta es fácilmente controlable con la colocación de ciclones y una adecuada regulación de la combustión. En casos de deficiente combustión puede emitirse CO, aunque siempre en bajas cantidades.

En el **aspecto económico**, y dentro de este apartado de aplicaciones térmicas,

cabe distinguir dos casos, según se trate de una caldera para producción de calor industrial o una red de calefacción centralizada alimentada con biomasa. En el caso de una aplicación térmica consistente en el empleo de una caldera industrial que utilice biomasa como combustible para generar 10 t/hora de vapor saturado, los datos del proyecto quedarían como se expone en el siguiente tabla. Deberá tenerse en cuenta que los datos de inversión aumentarían entre un 20-25% si la biomasa empleada proviniese de residuos o cultivos herbáceos.

En el caso de una aplicación térmica consistente en la instalación de una red centralizada de calefacción alimentada con biomasa, se considerará el caso particular de aquélla en la que la potencia bruta de la instalación sea de 3.649.390 kcal/h. Los datos del proyecto quedarían entonces como se expone a continuación, con la consideración de que los datos de inversión aumentarían entre un 20-25% si la biomasa empleada proviniese de residuos o cultivos herbáceos.

Tabla IV.6.6.

Parámetros económicos globales que caracterizan una instalación industrial de biomasa.

	Caldera industrial	
Potencia bruta	7.165.000 kcal/h	
Rendimiento global	80,0 %	
Vida útil	20 años	
Cantidad de biomasa consumida	4.094 t/año	
Costes de explotación	3.053 pta/tep	3,5 Mpta/año
Inversión	12 pta/kcal/h	86 Mpta
Producción energética bruta	1.433 tep/año	

Fuente: IDAE

Tabla IV.6.7

Parámetros económicos generales que caracterizan una instalación de calefacción centralizada.

	Red de calefacción centralizada	
Potencia bruta	3.649.390 kcal/h	
Rendimiento transformación	80,0 %	
Rendimiento transporte	82,0 %	
Vida útil	20 años	
Cantidad de biomasa consumida	1.659 t/año	
Costes de explotación	23.392 pta/tep	7 Mpta/año
Inversión	46,6 pta/kcal/h	170 Mpta
Producción energética bruta	456 tep/año	

Fuente: IDAE

Una de las principales **barreras**, además de la problemática relacionada con los canales de distribución antes mencionada, se

refiere a la gran desinformación sobre las posibilidades de los recursos de la biomasa y de las tecnologías para su aplicación.

Las aplicaciones domésticas y singulares se enfrentan a **barreras** relativas a la competencia con otros combustibles y dificultades relativas al almacenamiento de la biomasa, su manejo y atención y la adecuación de las instalaciones. En el caso de las redes de calefacción centralizada, existe falta de tradición en este tipo de instalaciones así como un gran desconocimiento por parte de los potenciales promotores de estos proyectos.

Para el desarrollo de las aplicaciones industriales, la problemática respecto a la competencia con otros combustibles es similar a la relacionada con las aplicaciones domésticas y, adicionalmente, aparecen otras barreras como la marginalidad del aspecto energético dentro de la actividad industrial, el sobrecoste de inversión que suponen respecto al uso de combustibles fósiles y la necesidad de espacio, así como de instalaciones auxiliares para el manejo y almacenamiento de la biomasa.

La ejecución de instalaciones térmicas para el aprovechamiento de la biomasa se vería favorecida por la puesta en práctica de desgravaciones fiscales, apoyos públicos a la inversión, campañas de difusión y concienciación, acciones educacionales, proyectos de demostración y difusión, acciones tecnológicas y de I+D, y la creación de

líneas de financiación de proyectos adaptadas a la especial tipología de cada uno.

Como **previsiones de mercado** en el ámbito de las aplicaciones térmicas para el período 1999-2010 se consideran un aumento de la aportación al balance energético global de 900.000 tep/año adicionales. De ellos, 50.000 tep/año corresponderían a aplicaciones domésticas y 850.000 tep/año a aplicaciones industriales.

En el horizonte del año 2006 la energía aplicada térmicamente será de 453.000 tep/año (429.000 tep/año en usos industriales y 24.000 tep/año en usos domésticos). Por otro lado, se estima que la inversión necesaria para el caso de aplicaciones domésticas es de 18.520 Mpta y, para el caso de aplicaciones industriales, de 40.247 Mpta.

En cuanto a las **ayudas públicas**, en el caso de aplicaciones domésticas, se aplicarán como subvenciones directas a la inversión un total de 6.742 Mpta y como subvenciones al tipo de interés un total de 2.404 Mpta. En el caso de aplicaciones industriales, se aplicarán subvenciones a los tipos de interés por un importe total de 5.616 Mpta. durante el período 1999-2006. A continuación, se recoge el desglose de los valores unitarios correspondientes a las ayudas públicas necesarias para la consecución de los objetivos.

Tabla IV.6.8.**Tipología de ayudas públicas para aplicaciones térmicas en el horizonte del año 2006**

	Aplicación térmica					
	Industriales			Doméstico		
Subvención a la inversión	Subvención al tipo de interés	Incentivos fiscales	Subvención a la inversión	Subvención al tipo de interés	Incentivos fiscales	
Residuos forestales	0%	SI	SI	50%	SI	SI
Residuos agrícolas leñosos	0%	SI	SI	50%	SI	SI
Residuos agrícolas herbáceos	0%	SI	SI	50%	SI	SI
Residuos industriales forestales	0%	NO	SI	40%	SI	SI
Residuos industriales agrícolas	0%	NO	SI	40%	SI	SI
Cultivos energéticos						
Plantas de producción						

Fuente: IDAE

2.2. Aplicaciones eléctricas

Desde el punto de vista tecnológico, cabe indicar que actualmente existen aplicaciones eléctricas de la biomasa asociadas industrias (13), consistentes en proyectos de cogeneración, sobre todo, en el sector del papel y de la madera.

Actualmente, se están empezando a desarrollar proyectos de generación eléctrica en otros ámbitos, y, en todos los casos, la tecnología disponible consiste en su combustión integrada en un ciclo de vapor sencillo. Por este procedimiento, cabría la posibilidad de disponer de centrales con rendimientos de entre 18-30% y de hasta 50 MW de potencia, aunque de cara al futuro cabe esperar el perfeccionamiento de los sistemas de combustión y de los ciclos para centrales térmicas de generación en

estos rangos de potencia. Por otro lado, la tecnología de gasificación puede aportar un sustancial incremento del interés de la biomasa debido a las expectativas existentes respecto a la disminución de las inversiones específicas, mejora de rendimientos hasta niveles del 25-37% y reducción de los costes de explotación.

La principal ventaja del uso energético de la biomasa frente a las fuentes convencionales es su carácter renovable y respetuoso con el medio ambiente. La generación eléctrica con biomasa se realiza en instalaciones que, una vez concluido su período de uso, no generan alteraciones permanentes en el medio y, tal y como se indicó en el apartado de aplicaciones térmicas, el ciclo de CO₂ es neutro, la presencia de compuestos contaminantes es muy baja y

la emisión de partículas es fácilmente controlable.

Las afecciones sobre el medio físico de las plantas de generación eléctrica a partir de biomasa se producen sobre el paisaje; las causadas por los ruidos, puntuales en la fase de construcción y reguladas en la de explotación; las que afectarían a la hidrología, representadas por los consumos de agua que tienen lugar en dichas plantas, y las que suponen la producción de cenizas de combustión, son inertes y pueden tener valor como fertilizantes.

En el **aspecto económico**, de partida se puede aceptar como representativa de una planta de generación eléctrica con biomasa, aquella con una potencia eléctrica instalada de 5 MW para una producción energética bruta de 37.500 MWh/año. Debe tenerse en cuenta que los datos de inversión se verían incrementados en un porcentaje de entre el 10-15% si la biomasa empleada como combustible proviniese de residuos o cultivos herbáceos.

Las aplicaciones eléctricas están poco extendidas en España fuera de los ámbitos ya

indicados debido a la dificultad de asegurar un suministro estable unida a la existencia de unos tamaños mínimos de generación para alcanzar el umbral económico, el desconocimiento y alejamiento entre los sectores implicados (agroforestal y energético) y factores de tipo técnico, es decir, bajo rendimiento energético por la vía de la combustión y ciclo de vapor.

Una de las **medidas** necesarias para propiciar la generación eléctrica con biomasa es que reciba la prima adecuada que le permita aproximarse al umbral de rentabilidad requerido por los agentes inversores. Se considera que esta prima debería permitir alcanzar hasta un precio de compra de la electricidad igual al 90% del precio medio de la tarifa eléctrica para el consumidor, modulable en función de la potencia eléctrica de los proyectos. Disponer de una prima en un nivel económico adecuado permitirá a estas instalaciones ofrecer un precio de compra de la biomasa viable para el agricultor o el suministrador de biomasa residual, con lo cual el ciclo de la biomasa para producción eléctrica podría comenzar.

Tabla IV.6.9.

Parámetros económicos generales que caracterizan una instalación de generación eléctrica con biomasa

Generación eléctrica		
Potencia eléctrica		5 MW
Rendimiento global		21,6 %
Vida útil		20 años
Cantidad de biomasa consumida		49.769 Tm/año
Costes de explotación	1,55 pta/kWh	54 Mpta/año
Inversión	240.000 pta/kW	1.200 Mpta
Producción eléctrica bruta		37.500 MWh/año

Fuente: IDAE

También es necesario impulsar la formación de entidades para la aplicación de la

biomasa para generación eléctrica o cogen-
eración, en las que concurren agentes

que estén relacionados con la producción eléctrica, por un lado, y con los productores de combustible, por otro. Para este tipo de aplicaciones será necesaria la combinación de distintos tipos de residuos y cultivos de diversas procedencias y, desde el punto de vista tecnológico, fomentar medidas que impulsen la eficiencia energética en la generación eléctrica con biomasa, entre ellas, la gasificación, que constituye una vía cuya demostración resulta necesaria.

Otras medidas necesarias para impulsar la generación eléctrica con biomasa son las desgravaciones fiscales, el apoyo público a la inversión, el desarrollo de campañas de difusión y concienciación, las acciones educacionales, la puesta en marcha de proyectos de demostración y difusión, acciones tecnológicas y de I+D, y la creación de líneas de financiación adaptadas a este tipo de proyectos.

Las **previsiones** de ejecución de proyectos de generación eléctrica con biomasa para el periodo 1999-2010 son de 1.708 MW, que se estima incorporarían una producción de 11.912 GWh/año, equivalentes a 5.100.000 tep/año adicionales de energía primaria.

En el horizonte del año 2006 las inversiones asociadas se estiman en 257.903 Mpta. Además de los incentivos fiscales se aplicarán como **ayudas públicas** un total de 19.873 Mpta para subvenciones directas a la inversión y 53.267 Mpta para subvenciones al tipo de interés a lo largo de dicho período. Las primas a la producción eléctrica durante el período supondrán 101.779 Mpta. A continuación se recoge el desglose de los valores unitarios correspondientes a las ayudas públicas necesarias para la consecución de los objetivos.

Tabla IV.6.10.

**Tipología de ayudas públicas para aplicaciones eléctricas
en el horizonte del año 2006.**

	Aplicación eléctrica			
	Precio kWh (pta)	Subvención a la inversión	Subvención al tipo de interés	Incentivos fiscales
Residuos forestales	11.17	10%	SI	SI
Residuos agrícolas leñosos	11.17	10%	SI	SI
Residuos agrícolas herbáceos	11.17	10%	SI	SI
Residuos industriales forestales	10.46	0%	SI	SI
Residuos industriales agrícolas	10.46	0%	SI	SI
Cultivos energéticos	11.17	10%	SI	SI
Plantas de producción				

Fuente: IDAE

3. PREVISIONES DE MERCADO

Las previsiones energéticas para el final del período 2010 son de un aumento de la contribución energética a partir de biomasa de 6.000.000 tep, repartidos entre biomasa residual y cultivos energéticos, y que en el ámbito de la aplicación se distribuirán en 900.000 tep para aplicaciones térmicas y 5.100.000 tep para apli-

caciones eléctricas. A continuación, se recoge la distribución de este objetivo tanto en lo que se refiere al origen de la biomasa utilizada, como a su aplicación energética, teniendo en cuenta en el primer caso superficies afectadas y rendimientos en producciones y energía.

Tabla IV.6.11.

Previsiones energéticas 1999-2010 por origen y aplicación de la biomasa

Producción	tep
Residuos forestales (150.000 ha/a x 3 tep/ha/a)	450.000
Residuos agrícolas leñosos (875.000 ha x 1,5 Tm/ha x 0,26 tep/t)	350.000
Residuos agrícolas herbáceos (1.350.000 ha x 3,6 t/ha x 0,28 tep/t)	1.350.000
Residuos de industrias forestales y agrícolas	500.000
Cultivos energéticos ¹	3.350.000
TOTAL	6.000.000

Aplicación	tep
Aplicaciones térmicas	900.000
Aplicaciones eléctricas (1.708 MW <> 11.912 GWh/a) ²	5.100.000
TOTAL	6.000.000

Fuente: IDAE

¹ Se supone la ocupación de una extensión de tierras, con índices de regionalización mayor de 2. En el caso de distribución uniforme de esta ocupación sobre todos los tipos de terrenos de cultivo la superficie cubierta por cultivos energéticos sería de 814.190 ha, aproximadamente un 15% del total de cada tipo de terreno, con la distribución que se muestra a continuación:

Hipótesis 1	Secanos semiáridos	Secanos húmedos	Secanos de alto potencial	Regadíos con cereal	Total
Superficie PAC (ha)	3.100.000	1.800.000	400.000	500.000	5.800.000
Producción (tep/ha)	3,3	4,0	5,3	8,5	
Hipótesis superficie (ha)	434.000	252.000	56.189	72.000	814.189
Hipótesis producción (tep)	1.432.200	1.008.000	297.800	612.000	3.350.000

En una segunda hipótesis se considera una superficie ocupada de 1.000.000 ha, todas de secanos semiáridos por ser el caso que mayor margen deja al agricultor proporcionalmente.

Hipótesis 2	Secanos semiáridos	Secanos húmedos	Secanos de alto potencial	Regadíos con cereal	Total
Superficie PAC (ha)	3.100.000	1.800.000	400.000	500.000	5.800.000
Producción (tep/ha)	3,3	4,0	5,3	8,5	
Hipótesis superficie (ha)	1.000.000				1.000.000
Hipótesis producción (tep)	3.350.000				3.350.000

² Rendimiento neto medio considerado del 20%.

Tabla IV.6.12.

Distribución por Comunidades Autónomas de los objetivos energéticos 1999-2010 (tep) correspondientes al aprovechamiento energético de la biomasa (incrementos en el período 1999-2010)

Comunidad Autónoma	Cultivos energéticos	Residuos forestales	Residuos agrícolas leñosos	Residuos agrícolas herbáceos	Residuos de ind. forestales y agrícolas	TOTAL
Andalucía	463.727	40.753	92.993	197.877	141.506	936.855
Aragón	534.355	32.128	29.607	125.445	15.427	736.962
Asturias	0	11.218	861	374	9.736	22.189
Baleares	0	0	4.615	3.755	5.915	14.285
Canarias	0	0	1.052	347	7.246	8.645
Cantabria	0	8.461	0	314	3.202	11.977
C.-León	945.549	120.464	7.964	491.365	28.242	1.593.585
C.-La Mancha	785.574	37.075	50.727	203.973	36.495	1.113.845
Cataluña	89.504	30.255	45.032	103.949	56.228	324.968
Extremadura	266.056	44.016	22.586	65.304	16.531	414.492
Galicia	0	72.234	2.175	31.129	66.130	171.668
Madrid	69.966	4.257	2.583	17.351	13.542	107.700
Murcia	100.750	9.544	23.134	2.654	8.633	144.715
Navarra	94.520	6.324	4.020	56.826	7.958	169.647
La Rioja	0	4.080	10.915	16.788	3.203	34.987
C. Valenciana	0	17.971	50.606	16.730	45.211	130.519
País Vasco	0	11.218	1.129	15.818	34.795	62.960
TOTAL	3.350.000	450.000	350.000	1.350.000	500.000	6.000.000

Fuente: IDAE

La distribución por Comunidades Autónomas de estos objetivos energéticos, de forma orientativa y atendiendo a la disponibilidad de recursos, se recoge en la tabla 12, donde destacan por su aportación las dos Castillas, Andalucía y Aragón. Para el periodo 1999-2006, se prevé un aumento

de la contribución energética con biomasa de 2.899.214 tep, entre biomasa residual y cultivos energéticos. Por aplicaciones, éstos se distribuirán en 453.247 tep para aplicaciones térmicas y 2.445.969 tep para aplicaciones eléctricas. La distribución de estas previsiones se recoge a continuación:

Tabla IV.6.13.

Previsiones energéticas 1999-2006 por origen y aplicación de la biomasa

Producción	tep
Residuos forestales	219.560
Residuos agrícolas leñosos	170.780
Residuos agrícolas herbáceos	658.680
Residuos de industrias forestales y agrícolas	241.554
Cultivos energéticos	1.608.640
TOTAL	2.899.214

Aplicación	tep
Aplicaciones térmicas en usos domésticos	23.997
Aplicaciones térmicas en usos industriales	429.250
Aplicaciones eléctricas	2.445.969
TOTAL	2.899.214

Fuente: IDAE

A estas previsiones de crecimiento de la aportación del uso energético de la biomasa corresponde una previsión de inversión de 378.480 Mpta. Ésta se desglosa a conti-

nuación según los ámbitos de producción y aplicación.

Tabla IV.6.14.

Inversiones previstas 1999-2006 por origen y aplicación de la biomasa

Producción	(Mpta)
Residuos forestales ³	4.710
Residuos agrícolas leñosos ⁴	3.665
Residuos agrícolas herbáceos ⁵	4.185
Plantas de producción ⁶	4.185
Cultivos energéticos ⁷	45.065
TOTAL	61.810

Aplicación	Mpta
Aplicaciones térmicas en usos domésticos	40.247
Aplicaciones térmicas en usos industriales	18.520
Aplicaciones eléctricas	257.903
TOTAL	316.670

Fuente: IDAE

A continuación se recoge en las tablas IV.6.15 y IV.6.16 la estimación de ayudas económicas que requiere el cumplimiento de las previsiones. En el primero de ellos,

se desglosan los valores unitarios de estas ayudas, mientras que en el segundo se pormenorizan los importes totales.

³ La inversión considerada contempla los equipos específicos de compactado o astillado.

⁴ La inversión considerada contempla los equipos específicos de compactado o astillado.

⁵ La inversión considerada contempla los equipos específicos de recogida.

⁶ Se incluyen plantas fijas de transformación de biomasa en productos más elaborados (astillas, almacén, briquetas, pellets, etc.).

⁷ Se incluye tanto la inversión en siembras como en el equipo específico de recogida y manejo (hipótesis 2)

Siembra cultivos energéticos (480.000 ha x 0,07 Mpta/ha)	33.600
Equipos recogidas agrícolas	<u>11.465</u>
TOTAL	45.065

Tabla IV.6.15
Estimación de ayudas económicas. Valores unitarios.

	Producción				Aplicación térmica						Aplicación eléctrica						
	Generación [1]		Acondicionamiento energético [2]		Ayuda directa al combustible	Industriales			Doméstico			Aplicación eléctrica					
	Subvención a la inversión	Explotación	Subvención a la inversión	Explotación		Subvención a la inversión	Subvención al tipo de interés	Incentivos fiscales	Subvención a la inversión	Subvención al tipo de interés	Incentivos fiscales	Precio kWh (pta)	Subvención a la inversión	Subvención al tipo de interés	Incentivos fiscales	Superficie (ha)	Energía (tep)
Residuos forestales		50.000 pta/ha	20%		4.000 pta/tep	0%	SI	SI	50%	SI	SI	11,17	10%	SI	SI	150.000	450.000
Residuos agrícolas leñosos			20%		4.000 pta/tep	0%	SI	SI	50%	SI	SI	11,17	10%	SI	SI	875.000	350.000
Residuos agrícolas herbáceos			20%		4.000 pta/tep	0%	SI	SI	50%	SI	SI	11,17	10%	SI	SI	1.350.000	1.350.000
Residuos industriales forestales						0%	NO	SI	40%	SI	SI	10,46	0%	SI	SI		250.000
Residuos industriales agrícolas						0%	NO	SI	40%	SI	SI	10,46	0%	SI	SI		250.000
Cultivos energéticos		63 euros/ha	20%		6.000 pta/tep							11,17	10%	SI	SI	800.000-1.000.000	3.350.000
Plantas de producción			20%														

[1] Actuaciones tendentes a la producción de materia prima. Ayudas procedentes de fondos ajenos a la actividad energética, pero que hay que canalizar.

[2] Operaciones específicas para el aprovechamiento tales como astillado, transporte, etc.

Tabla IV.6.16
Estimación de ayudas económicas. Importes al 2006 (Mpta)

	Producción				Aplicación térmica						Aplicación eléctrica					
	Generación [1]		Acondicionamiento energético [2]		Ayuda directa al combustible	Industriales			Doméstico			Aplicación eléctrica				
	Subvención a la inversión	Explotación	Subvención a la inversión	Explotación		Subvención a la inversión	Subvención al tipo de interés	Incentivos fiscales	Subvención a la inversión	Subvención al tipo de interés	Incentivos fiscales	Importe primas	Subvención a la inversión	Subvención al tipo de interés	Incentivos fiscales	
Residuos forestales		11.142	942		2.674	0	1.175	663	920	274	116	6.118	1.256	3.166	1.377	
Residuos agrícolas leñosos			733		2.080	0	914	517	716	213	91	4.758	977	2.462	1.075	
Residuos agrícolas herbáceos			837		8.023	0	3.527	1992	2.761	824	349	18.356	3.770	9.498	4.139	
Residuos industriales forestales						0	0	426	1.173	546	223	2.505	0	1.597	773	
Residuos industriales agrícolas						0	0	426	1.172	547	222	2.505	0	1.596	773	
Cultivos energéticos		12.550	2.293		29.402							67.537	13.870	34.947	15.229	
Plantas de producción			837													

[1] Actuaciones tendentes a la producción de materia prima. Ayudas procedentes de fondos ajenos a la actividad energética, pero que hay que canalizar.

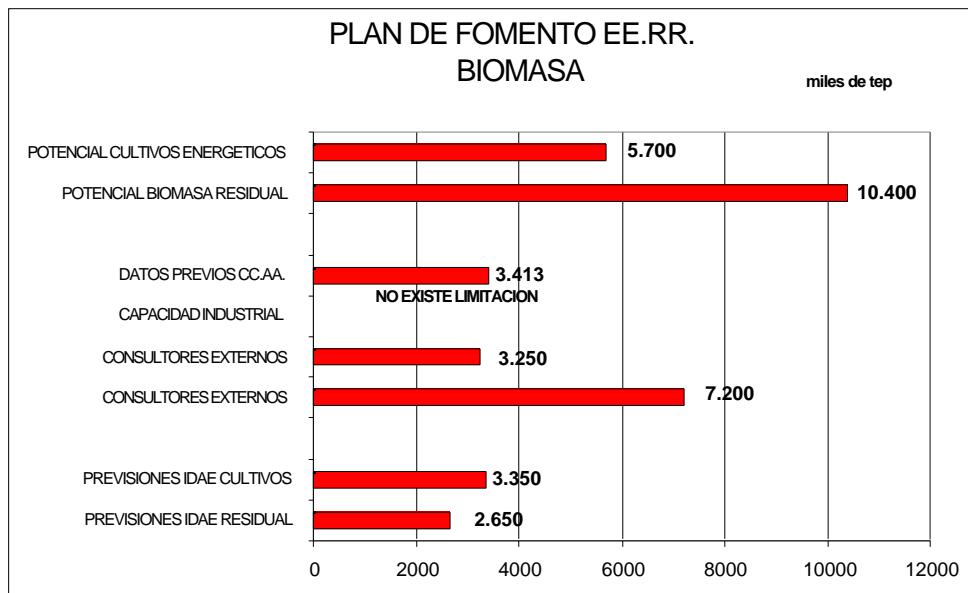
[2] Operaciones específicas para el aprovechamiento tales como astillado, transporte, etc.

4. CONCLUSIONES

Las previsiones realizadas por el IDAE para el año 2010 se basan en las siguientes consideraciones:

- Los **recursos potenciales** se han valorado en 16,1 millones de tep, desagregados de la siguiente forma:
 - *Cultivos energéticos:* valorados por la ETS de Ingenieros Agrónomos de Madrid (16) en 5,7 millones de tep para el 10% de la superficie disponible y atendiendo a criterios de agrupación mínima. Este potencial a su vez se desagrega en:
 - 4 millones de tep de cultivos energéticos herbáceos en secano cuyo interés económico mayor se centra en los secanos semiáridos con índice de regionalización entre 2 y 2,5.
 - 1,7 millones de tep de chopos en regadío cuya viabilidad económica es más dudosa (aunque podrían tener acceso a las ayudas para reforestación del FEOGA).
 - *Biomasa residual:* valorados por TRAGSATEC en 10,4 millones de tep, desagregados de la siguiente forma en:
 - 1,4 millones de tep de residuos forestales en condiciones económicas de explotación favorables (cortas finales, clareos, aclareos, etc.).
- 1 millón de tep de residuos agrícolas leñosos (olivo, viñedo, etc.).
- 7,9 millones de tep de residuos agrícolas herbáceos (pajás de cereal, cañote de maíz, etc.).
- Respecto a la **capacidad industrial**, no existe una industria específica identificada de fabricación de bienes de equipo que limite la potencialidad industrial de este sector.
- La estimación de las **Comunidades Autónomas** es de 3.413.000 tep/año desagregados en 1.230.000 tep destinados a usos térmicos y la instalación de una potencia de generación eléctrica de 915 MW.
- Los **expertos externos** consideran posible que la aplicación de biomasa totalice 3.250.000 tep adicionales. No obstante, también existen propuestas para movilizar recursos de la biomasa con una aportación de hasta 7.250.000 tep.
- La **previsión del IDAE**, acorde con las perspectivas europeas y los recursos disponibles, cifra la realización de cultivos energéticos en torno a 3.350.000 tep. Para el caso de la biomasa residual, la previsión podría situarse en torno a 2.650.000 tep.

Gráfico IV.6.1. Previsiones al año 2010



Fuente: IDAE

5. REFERENCIAS

- (1) VV.AA. Energía de la biomasa. 1996. *IDAE*, p. 39.
- (2) VV.AA. Energía de la biomasa. 1996. *IDAE*, pp. 57-59.
- (3) CABRERA, Miguel (Coord.). 1999. Evaluación de los residuos forestales y agrícolas potenciales en España. Anexo V.
- (4) VV.AA. Energía de la biomasa. 1996. *IDAE*, pp. 57-59.
- (5) CABRERA, Miguel (Coord.). 1999. Evaluación de los residuos forestales y agrícolas potenciales en España.
- (6) VV.AA. Energía de la biomasa. 1996. *IDAE*, pp. 57-59.
- (7) CABRERA, Miguel (Coord.). 1999. Evaluación de los residuos forestales y agrícolas potenciales en España.
- (8) VV.AA. Energía de la biomasa. 1996. *IDAE*, pp. 63-73.
- (9) BLANCO, Alfredo. 1996. La energía y la degradación del suelo. *Instituto Español de la Energía* 1996: pp. 1-3.
- (10) HERNÁNDEZ, Aurelio. 1996. Agentes y efectos de la contaminación del agua. *Instituto Español de la Energía* 1996. p. 44.
- (11) SUMPSI, J.M. Plan de Fomento de Energías Renovables. Legislación y normativa. 1999.
- (12) LINARES, Pedro. 1999. Biomasa: Análisis costes / beneficios. Anejo B.
- (13) SUMPSI, J.M. Plan de Fomento de Energías Renovables. Legislación y normativa. 1999.
- (14) VV.AA. Energía de la Biomasa. 1996. *IDAE*, pp. 38-43.
- (15) VV.AA. Energía de la Biomasa. 1996. *IDAE*, pp. 96-106.
- (16) FERNÁNDEZ, Jesús. Informe sobre cultivos energéticos lignocelulósicos para el Plan de Fomento de las Energías Renovables. 1999.

ÁREA BIOGÁS

CAPÍTULO 4.7

PLAN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Diciembre 1999

4.7. ÁREA BIOGÁS

1. ASPECTOS TECNOLÓGICOS

Actualmente, el tratamiento de los residuos biodegradables es una actividad que se realiza sobre la base de criterios medioambientales. La justificación medioambiental de la eliminación de un residuo, combinada o no con su valorización para obtener productos no energéticos, es el punto de partida para estudiar el posible aprovechamiento energético del biogás¹ producido mediante digestión anaerobia. Desde este punto de vista, el biogás debe ser considerado como un subproducto del proceso de tratamiento (1).

Dentro de los residuos biodegradables se engloban los ganaderos, los lodos de estaciones depuradoras de aguas residuales (en adelante, EDAR), los efluentes industriales y la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos (RSU).

Los **residuos ganaderos** susceptibles de aprovechamiento energético se encuentran concentrados en las explotaciones intensivas, donde los elevados volúmenes de agua utilizados en los sistemas de alimentación y limpieza provocan grandes cantidades de residuos. Estos residuos así producidos se caracterizan a partir del estado fisiológico y peso del ganado, de la composición de la ración alimenticia y de las características y el manejo de las explotaciones. La aplicación de procesos de digestión anaerobia al residuo producido, cuando se trata de residuos ganaderos, sólo es posible tecnológicamente a partir de una elevada concentración de cabezas de ganado (2).

¹ El biogás se obtiene por la acción de un determinado tipo de bacterias sobre los residuos biodegradables, utilizando procesos de fermentación anaerobia.

La fracción orgánica de los **residuos sólidos urbanos** puede explotarse con viabilidad económica para conseguir un aprovechamiento energético del biogás producido² en vertederos controlados a partir del orden de las 200-250 t/día de capacidad³. La correcta gestión del vertedero exige que el gas se extraiga mediante pozos de captación colocados uniformemente a lo largo de la plataforma de vertido y tuberías perforadas que permitan su drenaje y lo conduzcan hasta las instalaciones dedicadas a su aprovechamiento (3).

Como aplicación tecnológica emergente se podría considerar la digestión anaerobia en biorreactores de la fracción orgánica de los RSU, aunque, desde el punto de vista técnico-económico, parece más recomendable el compostaje directo tradicional por procedimientos aerobios pues la generación de energía no justifica la inversión necesaria.

Los **residuos biodegradables procedentes de instalaciones industriales** pueden someterse a digestión anaerobia para producir biogás. Son industrias como la cervecería, azucarera, conservera, alcoholera, la de derivados lácteos, la oleícola, la alimentaria y la papelera las que generan este tipo de residuos, de alta carga orgánica.

Los **lodos de la depuración de aguas residuales urbanas** pueden someterse también a procesos de digestión anaerobia; se generan durante su tratamiento primario, en el decantador primario de la planta, y secundario, por sedimentación de la biomasa bacteriana constituida por las partículas finas y disueltas de materia orgánica que fijan y metabolizan las bacterias du-

² Este gas está compuesto principalmente por metano (45-70%), dióxido de carbono (30-55%) y nitrógeno (0,4-20%).

³ Como dato orientativo, puede afirmarse que cada tonelada de RSU puede producir entre 5 y 20 m³ de biogás cada año, a lo largo de 10 años.

rante los procesos de aireación en el decantador secundario. El nivel a partir del cual resulta de interés el aprovechamiento energético del biogás producido mediante digestión anaerobia en todos estos casos es el que marca el vertido correspondiente a 100.000 habitantes equivalentes (4).

La situación en la que se encuentran en la actualidad este tipo de aprovechamientos energéticos varía según el residuo considerado. Así, para los residuos ganaderos, el nivel de este tipo de aplicaciones cabe ser considerado como bajo, mientras que el biogás producido a partir de la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos empieza a tener una aplicación energética creciente en los vertederos controlados de nuestro país. El producido a partir de los residuos de instalaciones industriales y de los lodos de depuradoras de aguas residuales urbanas presenta ya un apreciable grado de aplicación.

Las aplicaciones energéticas del biogás se dividen en dos grupos: térmicas y eléctricas. Las primeras están dirigidas, en primer lugar, a la producción de energía térmica para cubrir las necesidades de calefacción del digestor y resto de instalaciones de la depuradora, y, en segundo lugar, a la aplicación de los excedentes para otros usos. Las aplicaciones eléctricas, por su parte, demandan un nivel mayor de inversión y suelen realizarse a partir de la combustión del biogás en motores (5).

Las necesidades futuras para potenciar el aprovechamiento energético del biogás apuntan por un lado hacia la aplicación tecnológica de la digestión anaerobia para volúmenes pequeños, pero también hacia la utilización de biorreactores anaerobios para residuos sólidos urbanos que incluyan la codigestión con lodos de depuradora (6).

Tratar el biogás obtenido para enriquecerlo y optimizar las instalaciones en función de las características de la materia a tratar son otros de los objetivos a conseguir en un futuro cercano.

2. ASPECTOS MEDIOAMBIENTALES

La digestión anaerobia es, en primer lugar, un **proceso de depuración de residuos orgánicos** capaz de ayudar a resolver el problema ambiental que genera su falta de tratamiento. Desde este punto de partida, debe tenerse siempre presente que la componente medioambiental prima sobre la energética a la hora de considerar este tipo de aprovechamientos, pues llevan a la transformación de sustancias muy contaminantes en productos libres de microorganismos patógenos. A la vez, el aprovechamiento energético del biogás, como fuente renovable, representa una fórmula energética mucho más respetuosa con el medio ambiente que las energías convencionales.

No existen efectos negativos sobre el clima, los suelos, la geología o la geomorfología de la zona, y los efectos causados por ruidos en las proximidades deben ser calificados como reducidos.

Por lo que respecta a la **hidrología superficial y subterránea**, no sólo no se producen efectos ambientales negativos por el aprovechamiento energético del biogás, sino que la depuración de efluentes con altas cargas orgánicas resulta una necesidad de cara a conservar el medio ambiente acuático. No obstante, para que no se produzcan afecciones a las aguas en ningún caso, habrá que realizar una gestión adecuada de los lodos resultantes del proceso de digestión anaerobia, en orden a evitar que se produzcan percolaciones de materia orgánica o metales pesados hacia aguas

subterráneas o bien escorrentías hacia las superficiales.

Mención aparte supone el comentario acerca de los efectos que, sobre el **paisaje**, tiene la instalación de una planta de digestión anaerobia de estas características, pues siempre supone una ocupación amplia de terreno, y resulta, por tanto, en general bastante visible. Este impacto, negativo en principio sobre el paisaje, es fácilmente enmascarable y puede disminuirse con un adecuado diseño de las instalaciones.

Dentro del **medio biótico** no existen efectos ambientales negativos que se puedan calificar de severos derivados de este tipo de aprovechamiento energético. Ni sobre la fauna ni sobre la vegetación, que se reducirían a la eliminación de ésta en el terreno donde se construyese la planta. Sólo las labores asociadas a la construcción de la planta (movimientos de tierras, principalmente) o los posibles efectos sobre la fauna causados por los inevitables malos olores asociados a una planta de este tipo podrían constituir una afección ambiental en este ámbito.

Tabla IV.7.1.

Parámetros básicos de una instalación de biogás para generación eléctrica

Biogás: aplicación eléctrica	
Potencia	600 kW
Vida útil	20 años
Costes de explotación	
— Combustible	11,47 Mpta
— Operación y mantenimiento general	7,50 Mpta
— Mano de obra	2 empleos 3,5 Mpta/ocupado
Inversión / kW	250.000 pta/kW
Energía eléctrica producida	4.200.000 kWh/año
Energía eléctrica exportada	3.780.000 kWh/año

Fuente: IDAE

Existe un impacto ambiental positivo adicional que afecta al sector ganadero, en la medida en que se da una salida alternativa a la gran cantidad de purines generada en las explotaciones intensivas, cuando su aplicación al suelo como fertilizante no es posible.

En el lado opuesto y cuando se trata de aplicaciones eléctricas del biogás, hay que tener en cuenta el impacto ambiental causado por el tendido de la línea hasta el punto de conexión con la red.

3. COSTES DE INVERSIÓN Y DE IMPLANTACIÓN

La estimación de los costes de explotación y las necesidades de inversión se presenta en la siguiente tabla para un aprovechamiento tipo del biogás para la producción de energía eléctrica a partir de un generador de 600 kW de potencia. Se considera como elegible la parte de la inversión correspondiente a sistemas de tratamiento del gas, de generación energética y eléctrica (7).

4. BARRERAS

El desarrollo del biogás está limitado principalmente por la **elevada cuantía de las inversiones**, justificables únicamente desde el punto de vista medioambiental, y por el hecho de que su viabilidad económico-financiera sólo se consigue a partir de una cierta escala.

En términos generales, existen otras **aplicaciones y directivas** que limitan el desarrollo cuantitativamente significativo de las aplicaciones generadoras de biogás. En el caso de los residuos ganaderos, se permite y prevé su aplicación mayoritaria en agricultura, pero sólo en aquellos casos en que, dentro de un entorno geográfico, la alta densidad de su generación y factores de tipo medioambiental así lo aconsejan, podría ponerse en marcha una planta local o colectiva; de esta forma, la Administración arbitraría su gestión y tratamiento.

Otra barrera para el desarrollo de los aprovechamientos energéticos del biogás la constituye la **existencia de alternativas de tratamiento de elevado interés económico**, y, adicionalmente, la **complicación tecnológica** de estas instalaciones, que no es acorde con los conocimientos técnicos de los agentes generadores de los mismos.

La fracción orgánica generadora del biogás disponible en vertederos vendrá condicionada en el futuro por la **Directiva relativa al Vertido de Residuos**, en la que se establece la obligación de verter menos del 25% de materia orgánica en el año 2010. Esta Directiva limita, por tanto, fuertemente el potencial disponible de biogás de vertedero, lo cual puede favorecer el desarrollo de los biorreactores (8).

Respecto al aprovechamiento del biogás producido a partir de lodos de depuradora,

debe considerarse que el número de instalaciones que reúne los requisitos necesarios para el tratamiento secundario de los fangos y que ya disponen de aprovechamiento del biogás es elevado. De ellas, las **limitaciones presupuestarias** reducirán sustancialmente el potencial de realización de instalaciones de este tipo en los próximos años, a lo que se suma el hecho de que existen otras tecnologías alternativas a la digestión anaerobia cuyo marco actual favorece el interés económico.

5. MEDIDAS E INCENTIVOS

La potenciación de las aplicaciones de aprovechamiento energético del biogás requiere en el marco jurídico actual, la **aplicación y desarrollo de la normativa existente**, de manera que permita garantizar la calidad ambiental e incrementar la producción y consumo del biogás, reduciendo los niveles de emisión de metano a la atmósfera⁴. Con este fin, se proponen una serie de consideraciones.

En el ámbito de los residuos ganaderos, la normativa que se desarrolle sobre la base de la *Ley 10/1998 de Residuos*, debe permitir a los organismos competentes conocer, para cada explotación agraria y ganadera, toda la información que permita predecir su incidencia ambiental⁵, y, en cada caso, el volumen de residuos excedentes que podrían ser objeto de tratamiento en planta local o colectiva, de tal forma que la Administración pueda arbitrar su gestión y tratamiento.

⁴ Las medidas adoptadas a favor del biogás contribuirán a la aplicación de la estrategia de la Comisión para reducir las emisiones de metano (COM (96) 557 de 15.11.96) (Libro Blanco).

⁵ La producción de residuos biodegradables, su acondicionamiento, destino, planificación anual, dosis y cultivos de aplicación, acuíferos afectados, medios disponibles, acuerdos y convenios de aplicación, excedentes y capacidad de almacenamiento, etc.

La normativa deberá, asimismo, favorecer la **realización de planes de gestión y tratamiento para los residuos biodegradables** en los municipios y comarcas afectados, por parte de los organismos locales y autonómicos que posteriormente serán los que tengan que realizar el seguimiento y control.

Cuando sea de aplicación la tecnología de digestión anaerobia, es necesario **promover la formación de órganos gestores especializados en la construcción y explotación de este tipo de plantas** que obtengan ingresos por el servicio de gestión de los residuos (9).

La **normativa** a desarrollar para los **residuos sólidos urbanos**, y que afecta al vertido de los residuos biodegradables, queda definida tanto en la nueva *Ley de Residuos* como en la *Propuesta de Directiva*. En ellas se detallan y fijan objetivos y plazos para la eliminación de vertederos incontrolados, el sellado de vertederos, la captación y combustión de gases en vertederos operativos (así como su consideración en los que actualmente están en fase de construcción), la reducción gradual del vertido de residuos biodegradables, y la reducción de las emisiones de metano mediante aprovechamiento energético del biogás. La normativa deberá favorecer la realización de planes de gestión y tratamiento en el ámbito local y autonómico, con el fin de asegurar el cumplimiento de los requisitos de reducción de vertidos biodegradables en vertederos controlados, con vistas a su potencial valorización energética en biorreactores por vía seca o húmeda, y en su caso la codigestión en EDAR o en plantas colectivas para biodegradables.

En lo que respecta a las **aguas residuales urbanas e industriales**, la **normativa** existente actual regula la gestión y tratamiento de las aguas residuales urbanas,

así como la de los vertidos biodegradables de sectores industriales, tanto a aguas superficiales como a colectores de saneamiento. Por su parte, la reforma de la *Ley de Aguas* debería contemplar el desarrollo de una normativa que garantice la operación y funcionamiento de las EDAR construidas, dotando a las entidades locales y a los organismos responsables de mecanismos legales para poder intervenir en caso de incumplimiento, adaptando la reforma a la *Directiva Marco sobre la Política Comunitaria en el Sector del Agua*.

Es por tanto necesario, en primer término, fomentar que las **autoridades locales introduzcan la digestión anaerobia con aprovechamiento energético en los pliegos de condiciones técnicas**, y que la normativa contemple la posibilidad de incorporar los residuos biodegradables en aquellas instalaciones cuyas dimensiones lo permitan. En segundo término, algunas de las medidas que podrían colaborar en el desarrollo de este tipo de aplicaciones se refieren a la realización de planes de gestión de residuos y vertidos biodegradables por las CC.AA., con propuestas de actuaciones a escala de anteproyecto; la determinación de instalaciones existentes operativas por sectores como Proyectos de Demostración para su seguimiento y evaluación; así como una labor de difusión que incluiría la realización de una campaña de divulgación tecnológica por áreas y sectores implicados promovida por el Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación, el Ministerio de Medio Ambiente y el Ministerio de Industria y Energía, cursos de formación de especialistas y operadores de plantas de tratamiento anaerobio, y un manual práctico para usuarios de biogás (10).

Otras medidas necesarias para desarrollar la aplicación del biogás se encuentran en la puesta en marcha de medidas de **apoyo público a la inversión**, así como, en otro

orden, el desarrollo de acciones educacionales en esta área.

En el ámbito de las **acciones generales de I+D**, cabría fomentar e incentivar actuaciones relativas al tratamiento y depuración del biogás para volúmenes pequeños, la optimización de procesos en función de las características de la materia orgánica, y la aplicación y optimización de procesos a nuevos recursos biodegradables (industria farmacéutica, nuevas industrias alimentarias).

6. PREVISIONES DE MERCADO

De cara al año 2010 se han establecido unos objetivos energéticos de 150.000 tep/año, todos los cuales serían de aplicaciones eléctricas, aunque en esta cifra se incluyan aquellas aplicaciones que combinan el aprovechamiento eléctrico con el térmico. Ello equivale a un incremento de la potencia instalada en nuestro país de 78 MW con una producción bruta de electricidad de 546 GWh/a y una producción neta de 494 GWh/a.

La previsión de cumplimiento de los objetivos por Comunidades Autónomas de acuerdo con el párrafo anterior es la que se recoge en la tabla IV.7.2 de forma orientativa.

Tabla IV.7.2.

Previsión de cumplimiento de los objetivos energéticos para biogás en el período 1999-2010 por Comunidades Autónomas.

Comunidad Autónoma	Objetivo energético en el 2010 (tep)
Andalucía	21.127,9
Aragón	5.175,5
Asturias	4.247,2
Baleares	6.462,9
Canarias	4.507,6
Cantabria	2.958,7

Comunidad Autónoma	Objetivo energético en el 2010 (tep)
Castilla y León	11.456,2
Castilla-La Mancha	4.654,7
Cataluña	32.649,0
Extremadura	3.103,8
Galicia	5.438,9
Madrid	15.033,4
Murcia	10.749,2
Navarra	5.164,1
País Vasco	4.382,0
Rioja, La	3.754,2
Valenciana, C.	9.134,5
Ceuta y Melilla	0,0
TOTAL	150.000,0

Fuente: IDAE.

7. CONCLUSIONES

Las previsiones realizadas por el IDAE para el año 2010 se basan en las siguientes consideraciones:

- **El potencial técnico-económico** está determinado por aquellos recursos cuya concentración en la generación supera el umbral aprovechable estimado en 255 t/día para el caso de los RSU y 100.000 habitantes equivalentes para el caso de lodos de EDAR, industriales y ganaderos. Su desagregación es la siguiente (tep/a):

R.S.U. :	102.170
Residuos Ganaderos :	41.005
Lodos EDAR :	317.516
Residuos Industriales :	85.730

- Respecto a la **capacidad industrial**, no existe una industria específica de fabricación de bienes de equipo que limite la potencialidad industrial de este sector.
- Los datos previstos por las **Comunidades Autónomas** no se presentan, con carácter general, desagregados.
- Teniendo en cuenta el umbral de viabilidad técnico-económico, el grado de penetración actual, las previsiones de ejecución por parte de las Administraciones y la disponibilidad de recursos, se considera que se cumplirán los objetivos establecidos.

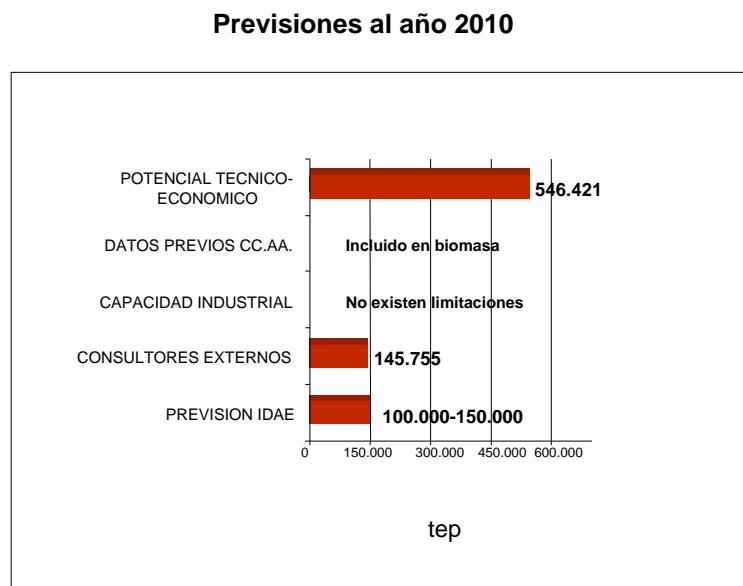
ciones en relación a las disponibilidades presupuestarias, así como la existencia de fórmulas de tratamiento alternativas, la previsión realizada por **expertos externos** es de 145.755 tep/a, repartidos entre los diversos recursos de la siguiente forma:

R.S.U. :	54.401
Residuos Ganaderos :	7.427
Lodos EDAR :	58.139

Residuos Industriales : 25.788

La previsión del IDAE, acorde con los recursos realmente disponibles, podría estimarse en torno a 100.000-150.000 tep/a.

Gráfico IV.7.1.



Fuente: IDAE; consultores externos para las previsiones propias.

8. REFERENCIAS

- (1) VV.AA. 1996. Energía de la biomasa. *IDAE*, pp.: 83.
- (2) GARCÍA, Ángel (Coord.). 1999. Energía del biogás.
- (3) VV.AA. 1996. Energía de la biomasa. *IDAE*, pp.: 83.
- (4) GARCÍA, Ángel (Coord.). 1999. Energía del biogás.
- (5) VV.AA. 1996. Energía de la biomasa. *IDAE*, pp.: 83-88.
- (6) GARCÍA, Ángel (Coord.). 1999. Energía del biogás.
- (7) LINARES, Pedro. 1999. Biomasa: Análisis costes / beneficios. Anejos.
- (8) GARCÍA, Ángel (Coord.). 1999. Energía del biogás.
- (9) GARCÍA, Ángel (Coord.). 1999. Energía del biogás.
- (10) GARCÍA, Ángel (Coord.). 1999. Energía del biogás y *Elaboración interna IDAE*.

ÁREA BIOCARBURANTES

CAPÍTULO 4.8

PLAN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Diciembre 1999

4.8. ÁREA BIOCARBURANTES

1. ASPECTOS TECNOLÓGICOS

Los biocarburantes constituyen una alternativa a los combustibles tradicionales en el área del transporte, aunque presentan un grado de desarrollo escaso y desigual en los diferentes países.

Bajo esta denominación se recogen dos líneas totalmente diferentes, la del bioetanol y la del biodiesel, con diferentes posibilidades y condicionantes para su desarrollo en la situación actual. Así, en el sector del **bioetanol**, las principales aplicaciones irán dirigidas a la sustitución de gasolina o la fabricación de ETBE¹, y en el del **biodiesel**, a la sustitución de gasoil (1).

Para analizar las tecnologías de los biocarburantes, es necesario referirse a la producción de materias primas, a los procesos de transformación y a las fórmulas de aplicación.

En el caso del **etanol** y en lo que se refiere a la **producción de materia prima**, actualmente ésta se obtiene de cultivos tradicionales como el cereal, maíz y remolacha, que presentan un alto rendimiento en alcohol etílico (2). Todas estas materias primas son productos hidrocarbonados (de tipo amiláceo o azucarado) cuya transformación se realiza siguiendo un proceso igual al empleado por industrias afines, cuya secuencia general de operaciones incluye labores de preparación de la materia prima, sacarificación, fermentación, destilación y deshidratación, y del que se obtienen otros productos valorizables como el DDGS², utilizado para alimentación del ganado (4). En la actualidad, el etanol así conseguido

tendría como principal salida su uso como materia prima para la fabricación de **ETBE**, aunque ya se usa de forma habitual en algunos países en mezclas con gasolina en diferentes proporciones.

En el futuro, la tendencia principal en el ámbito de la producción de materia prima para la obtención de etanol apunta hacia el desarrollo de nuevos cultivos más baratos o de variedades de los citados anteriormente orientadas a optimizar su uso en aplicaciones energéticas.

En cuanto a los **procesos de transformación**, la mayor novedad tecnológica podría venir por la **aplicación de procesos de hidrólisis a productos lignocelulósicos** (5), con lo cual se obtendría una materia prima barata de cara a los procesos de fabricación de etanol. Avanzar en otras aplicaciones distintas de la producción de ETBE supone una intensa labor de prueba de diferentes mezclas sobre las flotas cautivas.

En cuanto a las tecnologías para la **producción de biodiesel**, en la actualidad éstas parten del uso de las variedades comunes de especies convencionales como el girasol y la colza, con alta riqueza grasa y unos sistemas de producción adaptados al medio rural tradicional. A partir de estas materias primas se consigue el biodiesel, siguiendo un proceso que incluye siempre operaciones de extracción y refino (6) y, en la mayor parte de los casos, un proceso de transesterificación³ con el que se consigue un combustible utilizable en motores convencionales y glicerina como subproducto. En la actualidad, la utilización más frecuente del biodiesel es su uso con gasóleo, en proporciones inferiores al 50%

¹ Etil ter-butil eter, aditivo oxigenado de elevado índice de octano.

² Destilled Dried Grain Solubles. De interés en el mercado de los piensos por su riqueza en proteína (3).

³ La transesterificación consiste, en esencia, en la sustitución de la glicerina (que agrupa a tres cadenas de ácidos grasos) por metanol (que se asocia a una única cadena de ácidos grasos). A través de este proceso se puede obtener, partiendo de metanol y aceites depurados, biodiesel y glicerina.

y principalmente en flotas cautivas como las de autobuses en grandes ciudades.

De cara al futuro, previsiblemente la producción de materias primas para la obtención de biodiesel se basará en los mismos cultivos anteriores pero, al igual que con el etanol, usando variedades orientadas a favorecer sus cualidades para la producción de energía. Paralelamente, se podrán ir incorporando nuevos productos agrícolas o aceites usados como materias primas. Los procesos de transesterificación (7) serán, asimismo, la base del desarrollo futuro de esta industria, si bien serán mejorados (con catalizadores ácidos y altas temperaturas y presiones; con preesterificación para reducir el contenido de ácidos grasos libres; con diferentes procesos dependiendo del grado de acidez del aceite, etc.). Potenciar la aplicación del biodiesel en cantidades apreciables significa la realización de todo un conjunto de pruebas y ensayos que permita generalizar su comercialización.

2. ASPECTOS MEDIOAMBIENTALES

La introducción de los biocarburantes (biodiesel y bioetanol), obtenidos a partir de cultivos destinados a fines energéticos, en lugar de los combustibles fósiles tradicionales (gasóleo y gasolina, respectivamente, o sus aditivos) comporta ventajas medioambientales de primer orden al disminuir la cantidad de emisiones contaminantes en los transportes por carretera. Esta ventaja, que se deja sentir sobre todo en las aglomeraciones urbanas, con su fuerte problemática local en cuanto a contaminación atmosférica, no es la única que tiene esta sustitución de combustibles, pues debe considerarse además su biodegradabilidad y ausencia de azufre (8).

Desglosando por unidades ambientales, puede concluirse que el uso de biocarbu-

rantes repercute en el **medio físico** en una reducción de emisiones contaminantes como consecuencia de la práctica ausencia de azufre y cloro en su composición. Además, y de la misma forma, se produce una reducción en otros gases, que para el caso del etanol en sustitución de las gasolinas, se trata, principalmente, de CO (9) e hidrocarburos⁴, compuestos aromáticos⁵, azufre, plomo y partículas. En particular, la utilización de bioetanol reduce las emisiones tóxicas por evaporación, responsables de la formación de nieblas contaminantes, en la medida en que los compuestos orgánicos tienen una menor volatilidad que las oleofinas. En cuanto al ETBE, los estudios sobre el ciclo de vida del producto señalan que contribuye al efecto invernadero en un 15-20% menos que el MTBE⁶, dada la mayor proporción entre la fracción renovable y la fósil (10).

En el caso de la utilización del biodiesel como sustituto del gasóleo, la ausencia de una normalización del producto impide precisar en términos cuantitativos la reducción relativa de emisiones contaminantes, aunque en general puede decirse que se refiere al SO₂ (11), prácticamente inexistente, al monóxido de carbono, hidrocarburos, PHA y partículas. En el caso concreto del RME (metiléster de colza), se ha detectado una disminución de emisiones contaminantes de CO, HC, NO_x, gases y partículas de hidrocarburos aromáticos, que en el caso del CO alcanza el 33% de la correspondiente al gasoil y, para el resto de los citados, se encuentra en un intervalo del 52-81%. Sin embargo, se mantiene un leve incremento en las emisiones de aldehídos y cetonas (12).

⁴ Pues los oxígenos favorecen una mejor combustión del carburante, haciendo trabajar a los motores en condiciones similares a las de una mezcla pobre.

⁵ El índice de octano elevado de los oxigenados permite limitar su uso, al que se debía recurrir para recuperar el octanaje perdido con la desaparición progresiva del plomo de los carburantes.

⁶ Metil ter-butil eter, aditivo oxigenado de elevado índice de octano.

Dentro del medio físico, no pueden ser catalogadas de significativas las afecciones por ruidos o sobre el clima, el paisaje, la geología o la geomorfología de la zona. En el ámbito de la hidrología, puede irse más allá y afirmar que las propias características del recurso eliminan riesgos presentes en la utilización de fuentes energéticas convencionales, derivados de una mala manipulación o de los posibles escapes, que pueden derivar en contaminación. Además, los biocarburantes son biodegradables, por lo que no existe la posibilidad de impactos importantes derivados de vertidos accidentales (13). Respecto a los suelos, la realización de cultivos energéticos para la producción de biocarburantes evita la erosión o degradación que podría producirse como consecuencia del abandono de las tierras de labor, al tiempo que el empleo de labores menos exigentes induce menores riesgos de contaminación por exceso de fertilizantes.

Por último, en el **medio biótico**, no puede hablarse de afecciones particulares derivadas del uso de biocarburantes.

3. COSTES DE INVERSIÓN Y DE IMPLANTACIÓN

Para la determinación de los costes, se considera adecuado partir del precio de mercado de la materia prima para el proceso energético. A pesar de que la Agenda 2000 marca un 10% de retirada de cultivos obligatoria, lo que podría propiciar una reducción de los precios para usos no alimentarios, dicho porcentaje constituye un instrumento para regular la presencia de excedentes en el mercado y, por lo tanto, podría variar cada año. Como consecuencia de lo anterior, la creación de una nueva industria energética no parece conveniente basarla en las condiciones económicas creadas por la retirada obligatoria.

Para la producción de **etanol**, de las diversas materias primas que se pueden considerar (jugos de remolacha, melazas, cereal) se ha optado en el planteamiento económico siguiente por el cereal, empleando en plantas de 100.000 m³/año de capacidad de producción de etanol.

En el tabla IV.8.1, se establece el precio de venta del etanol en 75 pta/l, cantidad que será la misma tanto para el caso de la elaboración de ETBE como para el de la mezcla con gasolina sin plomo. Estas 75 pta/l, en el primero de los casos, corresponden a la suma de los costes e impuestos asociados a la compra del metanol por las refinerías (85 pta/l) menos un porcentaje que se sustrae en concepto de valor añadido para la refinería y el transporte (10 pta/l). En el caso de la mezcla de etanol con gasolinas sin plomo, las 75 pta/l de precio máximo de venta del etanol corresponden a restar, de las 95 pta/l del precio de la gasolina sin plomo en el surtidor (sin IVA), un 22% (20 pta/l), que correspondería al valor añadido para el usuario, la distribución y el transporte. En ambos casos, para poder ajustar el precio de venta del etanol a la cantidad mencionada, es necesario conseguir una exención fiscal del 100% del impuesto sobre carburantes, que equivale a 60 pta/l en ambos casos.

Tabla IV.8.1**Parámetros básicos en la producción de etanol para fines energéticos**

Etanol		
Vida útil	10 años	
Tipo de materia prima	trigo	
Cantidad de materia prima	268.698 Tm	
Coste unitario de materia prima	21 pta/kg	
Costes de explotación	34.385 pta/tep	
Inversión	180.000 pta/tep/año	8.900 Mpta
Producción etanol	100.000 m ³ /año	
Precio etanol	75 pta/l	
Producción DDGS	86.600 t/año	
Precio DDGS	22 pta/kg	

Para el desarrollo del biodiesel, es necesaria una exención fiscal de la totalidad del impuesto especial para el arranque de las actividades, que podrá evolucionar de forma descendente en el horizonte del Plan.

4. BARRERAS

Resulta una condición ineludible para el desarrollo de los biocarburantes en España la consecución de una **exención fiscal** sustancial de los impuestos especiales que se aplican a los carburantes fósiles. Actualmente, se puede acceder a esa exención en el marco de “proyectos piloto”, pero no existe esta posibilidad de forma generalizada. Esta barrera fiscal, que está condicionada a la política de la Unión Europea en la materia, es limitativa, ya que si no tiene lugar la exención total o sustancial en un plazo de al menos diez años no será posible desarrollar este sector (14).

En la Unión Europea⁷ y hasta la fecha, el **mercado de los biocarburantes** se ha

desarrollado **ligado estrechamente a la retirada obligatoria de tierras establecida en la PAC (Política Agraria Común)**, permitiéndose estas producciones no alimentarias si son realizadas bajo contrato y bajo fuertes controles. Esto ha originado importantes variaciones en la producción de biocarburantes, de acuerdo con la evolución del porcentaje de retirada obligatoria (15). Esta experiencia parece indicar que, para establecer una nueva industria de biocarburantes con continuidad en sus producciones, las materias primas para usos energéticos deberán proceder de las mismas tierras que las destinadas a usos alimentarios, recibir las mismas ayudas y comercializarse de forma no diferenciada. En nuestro país, esta dificultad se une al hecho de que en general las **condiciones agronómicas sean más desfavorables para el cultivo de cereales y oleaginosas** que las existentes en otros países europeos más septentrionales.

Por lo que hace referencia al **bioetanol**, con los precios actuales de los cereales y contando con la exención fiscal, las instalaciones de producción de este combustible son económicamente rentables. Dado que en el caso de los cereales estamos en un mercado de excedentes, bien sea a partir

⁷ Directivas que fomentan la utilización en el transporte de biocarburantes: COM (97) 248 final de 18 de junio 1997 y COM (97) 88 final de 12 de marzo de 1997. Propuesta de directiva del consejo relativa a la reducción del contenido de azufre de determinados combustibles líquidos y por la que se modifica la Directiva 93/12/CEE. También está teniendo lugar una desfiscalización de los biocombustibles a pequeña escala

dentro del marco de la Directiva 92/81/CE [DO L 316 del 31.10.1992, pág. 12]

de la producción nacional o no, la materia prima para la producción de bioalcohol no es previsible que sea limitativa para el desarrollo de esta industria dentro de unos ciertos niveles. La aplicación de cereal para biocarburantes, además del beneficio inmediato para el sector agrario español en el caso de ser de procedencia nacional, podría reportar un beneficio también directo en el caso de que no fuera así. A la vista de la nueva ronda de negociaciones de la OMC⁸, es posible que se aumente el acceso mínimo, es decir, que se permitan mayores importaciones de cereal a arancel reducido (16). Si las importaciones no son muy elevadas podrían desviarse hacia la producción de etanol, creando así una demanda para dichas importaciones lo que evitaria la bajada de precios en el mercado interior y el abandono de algunas explotaciones marginales.

Desde el punto de vista de la aplicación del etanol, en un primer paso resulta más adecuada su introducción en forma de ETBE, ya que presenta ventajas en lo que respecta a su distribución, al no requerir ninguna modificación ni en la infraestructura existente ni en los motores. Sin embargo, su utilización está limitada por la **disponibilidad de los isobutilenos necesarios para producir el ETBE** combinándolos con el etanol, siendo el límite de uso de este producto unas 100.000 tep de etanol, cantidad máxima que se puede utilizar en las refinerías españolas.

En el caso del **biodiesel** a partir de semillas oleaginosas convencionales, los precios del aceite para usos alimentarios alcanzan un **precio de mercado** sensiblemente **superior al que puede pagar la aplicación energética**. Por otro lado, en el caso de las oleaginosas, se trata de un mercado liberalizado, con precios inesta-

bles en el futuro, y en el que la UE es deficitaria (17).

Otras trabas de tipo general que dificultan fuertemente el desarrollo de este sector en nuestro país son los problemas que se encuentran estos productos para entrar en la **red de distribución de carburantes**, así como la necesidad de obtener las debidas **garantías por parte de los fabricantes de vehículos**.

5. MEDIDAS E INCENTIVOS

Partiendo del análisis de las barreras expuestas en el punto anterior y de la situación actual del mercado de producción, transformación y aplicación ligado al desarrollo de los biocarburantes, se recogen a continuación una serie de medidas e incentivos necesarios para el despegue y desarrollo de este tipo de aplicaciones energéticas.

Así, en cuanto a la **exención fiscal** al producto, la realización de cultivos energéticos para biocarburantes tendrá lugar si, como condición previa, se establece una exención fiscal sustancial, interpretando que la reglamentación existente es suficiente para alcanzar los objetivos del presente Plan, ya que van a suponer porcentajes pequeños respecto al consumo energético global del sector del transporte.

En cualquier caso, si se pretende que este trato fiscal se vea compensado por un incremento de la actividad agrícola, la exención debería producirse condicionada al establecimiento de compromisos de suministro a largo plazo con los agricultores. No obstante, a medida que la tecnología pueda estar disponible para la utilización de materias primas más baratas, la exención completa puede ser innecesaria y modularse,

⁸ Organización Mundial del Comercio.

por tanto, en función de los resultados económicos que se obtengan.

Respecto a la **necesidad de ayudas**, existen dos posibles vías de actuación. Por un lado, y aunque la incidencia de la **subvención a la inversión** sobre los resultados de los proyectos no es muy relevante, ya que son más sensibles a la variación del coste de las materias primas, sí parece necesario, al menos en una primera fase, la aplicación de subvenciones cuyo origen puede ser muy diverso (incentivos regionales, desarrollo rural, etc.). Por otro lado, en referencia a las **ayudas por superficie a los cultivos**, en el caso de los cereales para etanol, la subvención general anual de 63 euros/t/ha posibilita un precio final del producto adecuado para llevar a cabo esta actividad (siempre considerando la exención fiscal).

Para las **oleaginosas destinadas a la producción de biodiesel**, se precisaría una **prima específica para usos energéticos**, ya que el precio de mercado del aceite está por encima de lo que la industria energética puede pagar y dicha ayuda no es factible en el marco de la OMC.

Otro capítulo de medidas necesario para el desarrollo de este sector lo constituye la **introducción de los biocarburantes en la red**, que en cualquier caso pasa por una actitud positiva por parte de los agentes que operan en el sector.

Para el caso concreto del **etanol**, se distinguirán dentro de este apartado dos etapas. En la primera, para su utilización como materia prima para su transformación posterior a ETBE, no se presentarían problemas técnicos o de gestión especialmente relevantes, aunque la limitación en la fabricación de este producto, asociada a la capacidad actual de producción de isobutile-

nos de las plantas de FCC de las refinerías españolas, limita la aplicación del etanol por esta vía. En la segunda etapa, la introducción se realizaría siempre sobre la base de un cierto interés económico para el usuario (tal y como se viene planteando en otros países) y siguiendo la siguiente secuencia: mezclado en pequeña proporción en flotas cautivas, mezclado en elevada proporción en flotas cautivas y, finalmente, mezclado en pequeña proporción en cualquier tipo de vehículo, una vez obtenidas las garantías por parte de los fabricantes de los vehículos y creada la red de distribución.

Para que este proceso de introducción del bioetanol en la red llegue a buen término es necesaria la **implicación de todos los agentes involucrados**, integrando una red que permita el intercambio de información y experiencias útiles a la realización de este proceso.

Otra alternativa en el caso de que hubiera suficiente demanda de ETBE sería la de **promover la construcción de plantas que generen isobutilenos utilizando butano como materia prima**.

Es necesario desarrollar y profundizar en las posibilidades técnico-económicas de obtención de materias primas mediante **nuevos cultivos**, así como **analizar y desarrollar las tecnologías de producción de etanol mediante hidrólisis de material lignocelulósico**. El bajo coste de la materia prima podría alterar sustancialmente los planteamientos económicos, disminuyendo radicalmente el esfuerzo fiscal.

Otras medidas necesarias para la consecución de estos objetivos pasan por los apoyos económicos a nuevos desarrollos, por tratarse de una actividad emergente, el desarrollo de procedimientos que permitan optimizar la gestión y crear economías de

escala, la difusión de sus posibilidades técnico-económicas para la agricultura y la formación de entidades locales o comarcas ligadas a los usuarios para realizar cultivos energéticos.

Por último, resulta especialmente necesario para el caso del **biodiesel** la necesidad de lograr una normalización en cuanto a las características del producto. Las propuestas realizadas hasta la fecha, sin embargo, no son acordes con la realidad actual de la agricultura española.

6. PREVISIONES DE MERCADO (18)

Se considera la producción de un total de 500.000 tep de biocarburantes al año 2010 de los cuales, aproximadamente 100.000 tep podrían ser de biodiesel. En la tabla IV.8.2, se recoge la previsión de estos objetivos por Comunidades Autónomas.

Tabla IV.8.2.

Previsión de cumplimiento de los objetivos energéticos para biocarburantes en el periodo 1999-2010 por Comunidades Autónomas.

Comunidad Autónoma	Objetivo energético en el 2010 (tep)
Andalucía	100.000
Aragón	50.000
Asturias	0
Baleares	0
Canarias	0
Cantabria	0
Castilla y León	100.000
Castilla-La Mancha	50.000
Cataluña	50.000
Extremadura	50.000
Galicia	50.000
Madrid	0
Murcia	50.000
Navarra	0
País Vasco	0
Rioja, La	0
Valenciana, C.	0
Ceuta y Melilla	0
TOTAL	500.000

Fuente: IDAE.

7. CONCLUSIONES

Las previsiones realizadas por el IDAE para el año 2010 se basan en las siguientes consideraciones:

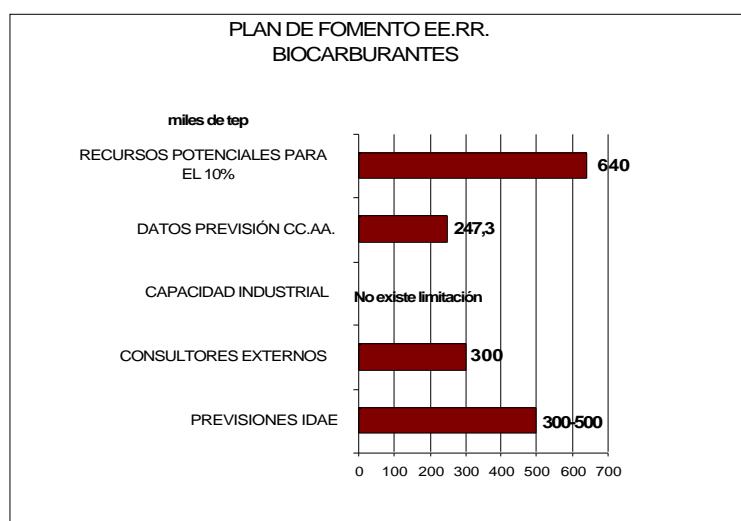
- Los **recursos potenciales**, teniendo en cuenta las características técnico-económicas de abastecimiento del producto y las condiciones de mercado hoy existentes, se han estimado en 640.000 tep/a, desagregados de la siguiente forma:
- *Etanol*: considerando el 15% de la producción actual española, el potencial de producción de etanol es de 600.000 tep/a.
- *Biodiesel*: sólo en los secanos de alto potencial, el margen de cultivo supera al de la retirada obligatoria del 10% a un precio asumible por la industria, por lo que el potencial de este segmento es de 40.000 tep/a.

- Respecto a la **capacidad industrial**, no existe una industria específica identificada de fabricación de bienes de equipo que limite la potencialidad industrial de este sector.
- Los datos previstos por las **Comunidades Autónomas** son del orden de 247.300 tep/a, incluyendo posibles proyectos de biodiesel.
- Los **expertos externos** consideran posible la realización de plantas de bioetanol cuya capacidad de producción ascienda al menos a 300.000 tep/a.

La **previsión del IDAE**, acorde con las perspectivas europeas para el desarrollo de los biocarburantes, se sitúa en torno a 300.000-500.000 tep/a. El límite superior representa el 1,8% de la demanda prevista de gasolina y gasóleo en el sector transporte en el año 2010 –*Escenario Ahorro Base*–, un porcentaje que puede considerarse experiencia piloto a efectos de la exención fiscal al producto.

Gráfico IV.8.1

Producción prevista (ktep) en el año 2010



Fuente: IDAE; consultores externos y CC.AA. para las previsiones propias

8. REFERENCIAS

- (1) VV.AA. Energía de la Biomasa. 1996. *IDAE*, pp. 75-79.
- (2) LAFARGA, Alberto (Coord.). 1999. Plan de Fomento de Biocarburantes. Recursos: pp. 24-38.
- (3) VV.AA. Energía de la Biomasa. 1996. *IDAE*, p. 80.
- (4) DOVAL, José (Coord.). 1999. Plan de Fomento de Energías Renovables. Bioetanol: pp. 32-45
- (5) DOVAL, José (Coord.). 1999. Plan de Fomento de Energías Renovables. Bioetanol: anexo.
- (6) COLINET, M^a J. (Coord.). 1999. Plan de Fomento en el área de Biocarburantes-Biodiesel: Procesos de Transformación: pp. 3-36.
- (7) COLINET, M^a J. (Coord.). 1999. Plan de Fomento en el área de Biocarburantes-Biodiesel: Procesos de Transformación: pp. 3-36.
- (8) VV.AA. Energía de la Biomasa. 1996. *IDAE*, pp. 61-62.
- (9) RUIZ, Manuel (Coord.). 1999. La aplicación de los biocarburantes y su incorporación al mercado: p.16. (citando estudios UTAC, ARCO e IFP).
- (10)DOVAL, José. (Coord.). 1999. Bioetanol: pp. 156-160.
- (11)COLINET, M^a José (Coord.). 1999. Biocarburantes–Biodiesel: Proceso de Transformación: pp. 73-74.
- (12)RUIZ, Manuel (Coord.). 1999. La aplicación de los biocarburantes y su incorporación al mercado: p.17. (citando estudios de IFP y UTAC).
- (13)VV.AA. Energía de la Biomasa. 1996. *IDAE*, pp. 62.
- (14)VV.AA. Energía de la Biomasa. 1996. *IDAE*, pp. 74-75.
- (15)SUMPSI, J.M. Plan de Fomento de Energías Renovables. Legislación y Normativa. 1999.
- (16)SUMPSI, J.M. Plan de fomento de Energías Renovables. Legilación y Normativa. 1999.
- (17)SUMPSI, J.M. Plan de fomento de Energías Renovables. Legilación y Normativa. 1999.
- (18)Elaboración interna IDAE.

ÁREA VALORIZACIÓN ENERGÉTICA DE RESIDUOS SÓLIDOS URBANOS

CAPÍTULO 4.9

PLAN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Diciembre 1999

4.9. ÁREA R.S.U

1. ASPECTOS TECNOLÓGICOS

Dado el crecimiento real que se está produciendo en la generación de residuos sólidos urbanos (R.S.U), la gestión de los mismos requiere, además de la modificación de los hábitos sociales para disminuir su producción, la utilización de alguno de los métodos disponibles que permitan su reutilización o eliminación en el mayor grado posible. Con distinto grado de desarrollo tecnológico, unos sistemas permiten la obtención de energía (incineración, gasificación o pirólisis y valorización energética de gas obtenido, digestión anaerobia de la materia orgánica,...) y otros (reciclaje y compostaje) contribuyen indirectamente a ahorros energéticos o a la conservación de recursos. La consideración de que no existe un proceso único que pueda considerarse como óptimo es ampliamente reconocido. Igualmente, es generalmente aceptado que los tratamientos mencionados no son excluyentes entre sí y que, frecuentemente, la solución a adoptar pasa por la utilización de varios métodos complementarios que constituyen la gestión integral de los residuos.

Sin duda el vertido, debido a su menor coste, es el procedimiento más generalizado en los países de nuestro entorno. La recuperación energética del biogás de vertedero ha experimentado un fuerte desarrollo en los últimos años, mientras que la metanización de la fracción orgánica de los residuos urbanos, aunque con ciertas perspectivas futuras, tiene una participación muy escasa. La incineración de residuos con aprovechamiento energético es el proceso más utilizado, después del vertido, en la Unión Europea. Según los últimos datos disponibles aproximadamente un 15% de la producción total es tratada por este método¹. En Japón se alcanza el 80% y en

EE.UU. el porcentaje de incineración se mantiene en torno al 15%².

La tecnología de incineración se reconoce como plenamente eficaz y probada en su objetivo de eliminación de los R.S.U.. El ciclo más simple, aplicable a la valoración energética de los R.S.U., es el compuesto por una combustión con generación de vapor y la posterior expansión de éste en una turbina de condensación acoplada a un generador eléctrico. El proceso, básicamente, es el correspondiente a una combustión clásica con la particularidad de que la cámara de combustión está adaptada al combustible utilizado. Cada línea de incineración dispone de una alimentación individualizada, un horno-caldera productor de vapor y un sistema de tratamiento de gases. Los hornos tipo parrilla se suelen utilizar para la incineración de los R.S.U. en masa, es decir con nula o escasa selección previa. Los hornos rotativos, muy eficientes en el control de la combustión, tienen limitaciones de tamaño por lo que se usan en plantas no excesivamente grandes. Los hornos de lecho fluidizado requieren un combustible procesado previamente para obtener una cierta homogeneidad. Tiene su fundamento en la transmisión de calor que existe entre un material inerte, normalmente arena de sílice, y el combustible. El vapor producido en la caldera de la línea de incineración puede ser utilizado directamente, para calentar agua, o bien para alimentar a un grupo turbo-generador para la producción eléctrica. Una firma nacional ha desarrollado una alternativa al proceso anterior con el objetivo de mejorar rendimientos y reducir la corrosión en la caldera. Básicamente consiste en generar vapor saturado mediante la incineración de basuras, para posteriormente sobrealentarlo

¹ Estimación realizada de acuerdo con la información recopilada por la Oficina Estadística Europea (EUROSTAT) para los

R.S.U. incinerados con aprovechamiento energético en el año 1995 y con los datos relativos a Medio Ambiente provenientes de la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE) para el total de los R.S.U. generados en los 15 países miembros de la Unión Europea durante 1995.

² De acuerdo con los datos publicados por la Agencia de Protección Ambiental (EPA) estadounidense para el año 1995.

mediante un combustible auxiliar, preferentemente gas natural, en una caldera independiente y alcanzar la temperatura habitual de las plantas térmicas convencionales. Las grandes instalaciones permiten el acoplamiento de un ciclo combinado de gas natural – R.S.U. duplicando prácticamente la eficiencia energética.

Dentro de la tecnología de tratamiento de gases de la combustión, existen en el mercado una amplia oferta de sistemas para conseguir la máxima eficacia en el control de partículas, gases ácidos, metales pesados y compuestos orgánicos, de manera que se pueda garantizar el cumplimiento de la normativa existente.

2. ASPECTOS MEDIOAMBIENTALES

La incineración de R.S.U. puede provocar la emisión de contaminantes a la atmósfera, al suelo y al agua. Los contaminantes emitidos dependen de la calidad del residuo y de la tecnología utilizada. La potencial emisión por parte de las incineradoras de compuestos orgánicos han suscitado considerable preocupación y, aunque existe una cierta incertidumbre respecto a los trastornos que puedan producir, se están tomando medidas para reducir su emisión a límites extremadamente bajos. Las mejoras en las condiciones de combustión, establecidas por las Directivas 89/429/CE y 89/369/CE, reguladas en España por el R.D. 1088/1992, aunque no fijaban límites de emisión, han disminuido muy sustancialmente su repercusión en el medio ambiente. La conveniencia de introducir controles más estrictos han conducido a la Comisión Europea a presentar una nueva propuesta de Directiva sobre la incineración de residuos. Su objetivo es reducir tanto como sea posible, los potenciales efectos negativos de la incineración, estableciendo los valores límites de emisiones en este tipo de instalaciones. La posible contaminación hacia las aguas fluviales, por parte de emisiones de metales pesados

está igualmente contemplada en la propuesta de Directiva citada. La obligación de cumplir con límites estrictos en los vertidos de las aguas residuales procedentes de instalaciones de incineración deberán propiciar una reducción del impacto de la incineración de residuos. Hay que señalar, no obstante, que en el caso español no se producen afecciones al agua puesto que ninguna planta dispone de afluentes líquidos.

La Directiva 96/61/CE establece una serie de medidas de prevención y control de la contaminación, en todos los medios, proveniente de diferentes actividades, incluidas las medidas relativas al tratamiento de los R.S.U., con el fin de alcanzar un nivel elevado de protección medioambiental, para lo cual apela a la utilización de las mejores técnicas disponibles en cada momento y a la aplicación de las más estrictas normas vigentes de calidad medioambiental.

Al comparar los efectos medioambientales provocados por los distintos sistemas de eliminación de los R.S.U. debe tenerse en cuenta que la opción más empleada en la actualidad, es decir, el depósito de residuos en vertederos implica, entre otros, un alto riesgo de contaminación de las aguas subterráneas, el mar, los lagos y los cursos de agua; además los vertidos de residuos biodegradables generan emisiones de metano que es uno de los principales causantes del efecto invernadero. Todos estos efectos pueden ser reducidos a la mínima expresión mediante la implantación de un sistema de gestión adecuado de los residuos que incluya el aprovechamiento energético de la fracción no recuperable de los R.S.U.

3. COSTES DE INVERSIÓN

La inversión a realizar en una planta de incineración se ve especialmente afectada por la cantidad y calidad de los residuos a tratar, determinantes ambos

de la capacidad mecánica y térmica del horno caldera, y en consecuencia de la línea completa del proceso. Una planta considerada como tipo, capaz de tratar unas 290.000 toneladas por año, es decir el 75% de los residuos producidos como media en una ciudad de un millón de habitantes, puede suponer una inversión de unos 13.000 millones de pesetas. El coste del horno caldera podría suponer un 40% y el sistema de depuración de gases un 25%. La vida operativa de la planta sería como mínimo de 20 años; la potencia instalada para un poder calorífico inferior de los residuos de 1.900 kcal/kg, sería de 21,2 MW, y su producción neta, descontados autoconsumos, alcanzará los 131.250 MWh/año. Los costes totales anuales de explotación, incluida la gestión de los residuos de combustión serían del orden del 10% de la inversión realizada.

4. BARRERAS

La promoción de plantas de incineración de residuos sólidos urbanos tiene que hacer frente a una serie de condicionantes que con frecuencia han retrasado, sino imposibilitado, la ejecución de las mismas. Principalmente las barreras que se presentan están relacionadas con los aspectos medioambientales citados anteriormente y con la percepción negativa que, en ciertas organizaciones sociales, existe sobre esta forma de tratamiento. Habría que tener en cuenta, sin embargo, que todos los proyectos de incineración en España han sido promovidos por el sector público con la finalidad de proporcionar una alternativa eficiente al tradicional depósito de residuos urbanos en vertedero. Aún admitiéndose que la conversión de los residuos en energía eléctrica supone un beneficio que repercute sobre la colectividad, hay un considerable rechazo a soportar las potenciales molestias que este tipo de instalaciones pueden ocasionar y, con frecuencia, el denominado síndrome «NIMBY» (no cerca de mi casa) está pre-

sente en la población que se manifiesta en contra de este tipo de instalaciones, condicionando su ejecución. Por su parte, los grupos ecologistas presentan una posición frontal frente a la incineración, por considerar que se produce una notable emisión de contaminantes. Todo ello ha conducido a que los promotores de las plantas modernas instalen sistemas de tratamiento de gases que superan con amplitud la regulación existente.

Otro de los aspectos problemáticos de la incineración está relacionado con la gran inversión que se requiere para ejecutar este tipo de instalaciones. La incineración, incluidos los sistemas modernos de limpieza de gases, tiene un coste superior al que requiere la eliminación en vertederos, frecuentemente desprovistos de los sistemas necesarios para hacerlos seguros y, en consecuencia, de coste mínimo. La tendencia actual a reservar los vertederos para el depósito de inertes, así como a reforzar los límites de seguridad, está elevando el coste del vertido de residuos urbanos, lo que implica una reducción de su coste diferencial con respecto a la incineración.

Desde el punto de vista tecnológico, y aunque se trata de una tecnología madura en lo que se refiere a los hornos convencionales, existen procesos (lecho fluidizado, ciclo combinado, gasificación) de los cuales existe poca o nula experiencia en nuestro país. Los residuos que produce la combustión, es decir, cenizas, escorias y productos derivados de la limpieza de gases, requieren también un proceso de tratamiento que se encuentra en fase de optimización y que supone un elevado coste.

5. MEDIDAS E INCENTIVOS

La contestación social que se presenta ante los proyectos de valorización energética de residuos urbanos proviene, como se ha indicado, de la potencial

emisión de contaminantes. En relación con este tema, los promotores de las últimas plantas construidas en nuestro país, y a pesar de haber introducido sistemas de tratamiento de gases más restrictivos que los exigidos por la legalidad vigente, han tenido que hacer frente a una fuerte oposición, principalmente de grupos ecologistas. En este contexto, la experiencia obtenida dentro y fuera de España aconseja que la decisión de instalar las plantas de incineración sea tomada con el máximo consenso político y que la implicación de las autoridades locales, y grupos vecinales, en el proyecto sea lo más amplia posible. La transparencia en la información y el consiguiente conocimiento de las ventajas e inconvenientes del uso de estas tecnologías debe ayudar a la resolución de los problemas mencionados. Estas acciones a nivel local, deberían ser acompañadas por una campaña informativa a nivel nacional que conciencie a los gestores de los residuos urbanos, a los medios de comunicación y al público en general de la bondad de los distintos sistemas de tratamiento.

La viabilidad económica de las plantas de valorización energética de R.S.U., depende básicamente de dos tipos de ingresos: la tarifa eléctrica y el canon que deben pagar los ciudadanos por el tratamiento de los residuos que producen. El marco general y la tarifa eléctrica se encuentran reguladas por la Ley del Sector Eléctrico y el Real Decreto 2818/1998 que establece los requisitos y procedimientos para acogerse al Régimen Especial. El mantenimiento del apoyo que establece la legislación es imprescindible para la explotación de las plantas de valorización energética. El canon por tratamiento de los residuos forma parte de las tasas que el ciudadano debe abonar por la gestión de los mismos. Es decir incluye la recogida, selección, reciclaje y cualquier otro tratamiento previsto y es fijado, en general, por las autoridades locales. El coste del tratamiento de valorización, siendo significativo, no es el más elevado dentro del proceso global de ges-

tión, pero es comprensible que su aplicación pueda ocasionar distorsiones económicas, sobre todo en aquellos ayuntamientos que anteriormente utilizaban vertederos con bajo nivel de control. Consecuentemente con lo anterior y atendiendo a la mejora ambiental y de diversificación que supone la valorización energética de los R.S.U., se propone como medida para el fomento de esta aplicación, el apoyo público a la inversión, en la cuantía necesaria para garantizar su viabilidad económica, sin desear el principio básico de "quien contamina, paga", en este caso el ciudadano en general.

El sector de incineración ha progresado con rapidez, sobre todo en lo referente al control de emisiones y en la eficiencia de los sistemas de eliminación de partículas y efluentes dañinos para la salud. Los sistemas hoy disponibles son técnicamente capaces de alcanzar los requisitos más exigentes y de manera más económica que en el pasado. En consecuencia la aplicación de la Propuesta de Directiva del Consejo sobre incineración de residuos, que ha recibido el apoyo de los Estados Miembros, la Industria y organizaciones medioambientales, debería, una vez aprobada, ser trasladada a la legislación nacional en el menor tiempo posible. En el ámbito de las acciones de I + D, y de acuerdo con el capítulo anterior, se considera conveniente apoyar económicamente todas las iniciativas que estén encaminadas al tratamiento de los residuos provenientes de la propia incineración.

6. PREVISIONES DEL MERCADO

La producción de residuos sólidos urbanos en España durante 1996 supuso 15.307.652 toneladas, es decir 1,06 kg por habitante y día y, como señala el documento Medio Ambiente en España, 1997, esta generación sigue aumentando progresivamente. La energía teórica contenida en estos residuos es de unas 2,5 Mtep/año.

PLAN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Tabla IV. 9.1. Producción de residuos domésticos en España (año 1996)

	kg/hab/día	kg/hab/año	Población de hecho	t/año	%
Andalucía	0,857	313	7.040.627	2.202.343	14,39
Aragón	0,800	292	1.221.546	356.691	2,33
Asturias	1,000	365	1.098.725	401.035	2,62
Baleares	1,520	555	745.944	413.850	2,70
Canarias	1,270	464	1.637.641	759.129	4,96
Cantabria	1,000	365	530.281	193.553	1,26
Castilla-La Mancha	0,980	358	1.651.833	590.861	3,86
Castilla y León	1,100	401	2.562.979	1.029.036	6,72
Cataluña	1,255	458	6.115.579	2.801.394	18,30
Valencia	1,000	365	3.923.841	1.432.202	9,36
Extremadura	1,070	391	1.056.538	412.631	2,70
Galicia	0,820	299	2.720.445	814.229	5,32
Madrid	1,293	472	5.030.958	2.374.335	15,51
Murcia	1,020	372	1.059.612	394.494	2,58
Navarra	1,100	401	523.563	210.211	1,37
País Vasco	1,000	365	2.109.009	769.788	5,03
La Rioja	1,050	383	267.943	102.689	0,67
Ceuta	0,903	330	73.208	24.129	0,16
Melilla	1,078	393	63.670	25.052	0,16
ESPAÑA	1,063	388	39.433.942	15.307.652	100,00

Fuente: Medio Ambiente en España 1997, Ministerio de Medio Ambiente, Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental.

Estos quince millones de toneladas de basura, fueron tratados según se indica:

Tabla IV.9.2. Situación de tratamiento de residuos (año 1996)

Sistema de tratamiento	t/año	%	Número de centros
Vertido incontrolado	1.768.529	11,55	---
Vertido controlado	9.989.386	65,26	192
Compostaje	2.394.162	15,64	22
Recogida selectiva	450.227	2,94	---
Incineración:			
- Con recuperación de energía	627.949	4,10	6
- Sin recuperación de energía	77.399	0,51	13
TOTALES	15.307.652	100,00	233

Fuente: Medio Ambiente en España 1997, Ministerio de Medio Ambiente, Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental.

A finales de 1998 existían en España nueve plantas de valorización energética que incineraron 1,2 millones de toneladas de basuras y contaban con una potencia eléctrica instalada de 94,2 MW que produjeron 586 GWh/año brutos de energía eléctrica.

Como se ha indicado, la generación de residuos está incrementándose año tras año; por otra parte la Administración española está incorporando nueva legislación cuyo propósito es proteger el medio ambiente y la salud de las personas. Así la Ley 11/1997 de envases y residuos de envases tiene como objeto prevenir y reducir su impacto sobre el medio ambiente. La Ley 10/1998 de residuos, tiene un objeto similar, en este caso para residuos, pero ambas leyes tratan de fomentar, y por este orden, la reducción, la reutilización, el reciclado y las otras formas de valorización de los envases y residuos, respectivamente. La valorización incluye la incineración con recuperación energética. La Ley de residuos, señala la obligación de implantar la recogida selectiva de residuos urbanos para los municipios con población superior a 5.000 habitantes antes de enero del 2001. Por su parte la Ley de envases plantea objetivos concretos de reducción, reciclado y valorización. No hay duda de que estas leyes, junto con el Programa Nacional de Residuos Sólidos Urbanos (actualmente en elaboración) están suponiendo una modificación sustancial en los modos de gestión de los residuos urbanos y afectará de forma significativa a la fracción que potencialmente pueda ser incinerada en el ámbito temporal de aplicación del Plan de Fomento de las Energías Renovables.

Por otra parte, en la Unión Europea, se prevé que en los próximos años se incremente la cantidad de residuos incinerados, y ello debido a las previsiones de aumento de residuos generados y a la disminución de residuos que se destinan a vertederos. La jerarquía europea en materia de tratamiento de residuos establece la preferencia de la valoración energética frente al depósito de los residuos en vertedero como la mejor vía para la eliminación de los R.S.U.

Asumiendo que hasta el año 2000 se seguirá produciendo un incremento de residuos generados en España del 3,5%, similar al existente en el período 1994-1996;

que a partir del año 2001 hasta 2005, el crecimiento disminuye hasta el 3% y que a partir de ese año, hasta el 2010, el crecimiento sea del 2,5%, la producción anual de residuos al finalizar el Plan de Fomento de Energías Renovables sería de 23 millones de toneladas de R.S.U. El objetivo que se propone en este Plan es alcanzar al final del año 2010 la valoración energética de un 15% de los R.S.U. generados, es decir unos 3,5 millones de toneladas, similar al porcentaje medio tratado en la Unión Europea.

Ello significa unos objetivos para el período de vigencia del Plan de Fomento (1999 – 2000) de valoración de 2,3 millones de toneladas de R.S.U.

Tabla IV.9.3.

Objetivos de valorización energética de R.S.U.

Concepto	Acumulado 31.12.1998	Objetivo Plan de Fomento	Acumulado 31.12.2010
R.S.U. tratados (10^6 x t/año)	1,23	2,30	3,53
Potencia (MW)	94,2	168,0	262,2
Producción (GWh/año)	586	1.260	1.846
Diversificación (tep, energía primaria)	247.000	437.000	684.000

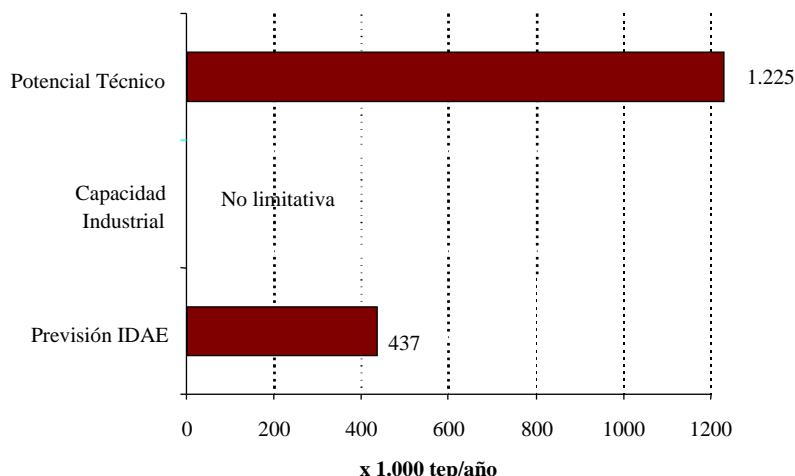
7. CONCLUSIONES

Las previsiones realizadas por IDAE para el año 2010, están basadas en las siguientes consideraciones:

- Se ha considerado como potencial técnico valorizable energéticamente el 40% de los R.S.U. producidos en el año 2010, suponiendo que el 60% restante sea gestionado mediante otro tipo de tratamiento.
- La capacidad industrial nacional es muy superior a la necesaria para el desarrollo del Plan y en consecuencia no supone ninguna limitación al mismo.
- Los objetivos previstos suponen un crecimiento marginal decreciente en la generación nacional de residuos y una valorización del 15% de los mismos al final del período de aplicación del Plan.

Gráfico. IV.9.1.

VALORIZACION DE R.S.U (1999 - 2010)



8. BIBLIOGRAFIA

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. BOE núm. 285, 28 de noviembre de 1997.
- Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración. BOE núm. 312, 30 de diciembre de 1998.
- Ley 10/1998 de 21 de abril de residuos. B.O.E. núm. 96, 22 de abril de 1998.
- Ley 11/1997 de 24 de abril de envases y residuos de envases. B.O.E. núm. 99, 25 de abril de 1997.
- Real Decreto 1088/1992 de 11 de septiembre por el que se establecen nuevas normas sobre la limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de instalaciones de incineración de resi- duos sólidos municipales. B.O.E. núm. 235, 30 de septiembre de 1992.
- Comisión Consultiva de Ahorro y Eficiencia Energética. Grupo de Trabajo de Energías Renovables. IDAE
- Manuales de energías renovables. Incineración de Residuos Sólidos Urbanos. Edición 1996 . IDAE
- Las Energías Renovables en España. Balance y Perspectivas. Edición 1998. IDAE
- Anuario de proyectos. Energías Renovables en España. Edición 1998. IDAE
- Tecnologías Eficientes para la incineración de R.S.U. en los Países Mediterráneos. Tarragona, 1992. Libro de Ponencias. IDAE.
- Medio Ambiente en España 1997. Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental. Ministerio de Medio Ambiente.

- Directiva del Consejo de 15 de julio de 1975 relativa a los residuos (75/442/CE). DOCE L 194/47 de 25 de julio de 1975.
- Directiva del Consejo de 18 de marzo de 1991 por la que se modifica la directiva 75/442/CE relativa a los residuos (91/156/CE) DOCE L 78/32 de 26 de marzo de 1991.
- Directiva del Consejo de 8 de junio de 1989 relativa a la prevención de la contaminación atmosférica procedente de nuevas instalaciones de incineración de residuos municipales (89/369/CE). DOCE L 163/32 de 14 de junio de 1989.
- Directiva del Consejo de 21 de junio de 1989 relativa a la reducción de la contaminación atmosférica procedente de instalaciones existentes de incineración de residuos municipales (89/429/CE). DOCE L 203/50 de 15 de julio de 1989.
- Directiva del Consejo de 24 de septiembre de 1996, relativa a la prevención y al control integrados de la contaminación (96/61/CE). DOCE L 257 de 10 de octubre de 1996.
- Energía para el futuro: Fuentes de Energía Renovables. Libro Blanco para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios. Comisión de las Comunidades Europeas. COM (97) 599.
- Propuesta de DIRECTIVA DEL CONSEJO sobre incineración de residuos. COM (1998) 558 final. Octubre 1998.
- Decisión del Consejo de 25 de enero de 1999 por la que se aprueba un programa específico de investigación, demostración y desarrollo tecnológico sobre “Energía, medioambiente y desarrollo sostenible” (1998-2002)
- (99/170/CE). DOCE L 64/58 de 12 de marzo de 1999.
- Energía y Residuos. Estrategias y alianzas para el éxito. Conferencia Internacional sobre industria y Medio Ambiente. Consejería de Medio Ambiente de la Comunidad de Madrid - MINER. Mayo 1999.
- Eliminación y valorización energética de residuos. CIEMAT. Marzo 1999.
- La energía de los residuos y los residuos de la energía. Club Español de los Residuos. Madrid. Septiembre 1998.
- Los Residuos como fuente de Recursos. Madrid, 1995. Comité de Energía y Recursos Naturales del Instituto de Ingeniería de España.
- Sistemas de Alta Eficiencia para la Conversión Energética de Combustibles. CIEMAT. Octubre 1995.
- España, Análisis de los Resultados Medio ambientales. OCDE 1997.
- Energy Statistics of OECD Countries. 1995 – 1996. International Energy Agency – OECD. 1998.
- Municipal Solid Waste. Treatment Guide. ADEME. Altener Programme. DGXVII Energy. 1991.
- Warmer Bulletin. Journal for Sustainable Waste Management. Publicación bimestral.

INNOVACIÓN TECNOLÓGICA

CAPÍTULO 5

PLAN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Diciembre 1999

1. INTRODUCCIÓN

La consideración de las actuaciones de Innovación y Desarrollo Tecnológico como objetivo prioritario dentro del Plan de Fomento de las Energías Renovables está plenamente justificada, ya que se trata de un sector todavía muy necesitado de grandes esfuerzos en los aspectos tecnológicos.

Puede afirmarse que el cumplimiento de algunos de los objetivos planteados en el Plan de Fomento de Energías Renovables, está estrechamente ligado a la consecución de determinados desarrollos tecnológicos o mejoras en tecnologías ya en uso.

Aunque el desarrollo de la mayoría de los productos se basa fundamentalmente en el conocimiento científico y técnico existente, el lanzamiento de nuevos productos o sistemas, implica un proceso de innovación que debe apoyarse en el propio desarrollo tecnológico y en posteriores fases de demostración y difusión, fabricación, comercialización, etc., para a través de esta cadena alcanzar una penetración en el mercado ajustada a los objetivos establecidos.

Las actuaciones de I+D en energías renovables, deben por tanto impulsar acciones focalizadas en aquellas tecnologías que puedan contribuir de una forma significativa al cumplimiento de los objetivos del Plan. De hecho una parte importante del cumplimiento del Plan de Fomento, depende de que la innovación tecnológica sea capaz de solventar determinadas barreras de carácter técnico y económico que actualmente existen.

Las actuaciones a llevar a cabo en el campo de la innovación tecnológica, serán realizadas fundamentalmente por la propia industria del sector, con capacidad de innovación y por los Centros o Instituciones

Tecnológicos que trabajan en el campo de las Energías Renovables.

La capacidad de desarrollo y expansión en el sistema energético de las energías renovables, depende de la rentabilidad de las tecnologías involucradas y de sus posibilidades de integración en las redes actuales.

La rentabilidad de los sistemas asociados a recursos renovables está ligada a dos variables fundamentales, la inversión inicial y la fiabilidad de los sistemas, y los costes de operación y mantenimiento, (para el caso de la biomasa, otro factor fundamental es el coste de obtención y acondicionamiento de los recursos).

Como objetivos generales de la estrategia de innovación tecnológica en el ámbito de las energías renovables, deben por tanto considerarse prioritarios las mejoras en la rentabilidad y eficiencia de los sistemas, la reducción de los costes de explotación de los mismos, y el desarrollo de instrumentos que favorezcan la integración de todas y cada una de las energías renovables en la estructura energética existente.

El grado de desarrollo de las diversas fuentes de energía renovables es desde el punto de vista tecnológico muy disperso. Actualmente coexisten tecnologías que han alcanzado unos niveles de madurez muy altos, como la minihidráulica, otras con desarrollos tecnológicos importantes pero relativamente reciente como la energía eólica, y otras que no han alcanzado aún el grado de madurez necesario para alcanzar una presencia significativa en el mercado, como es el caso de la energía solar fotovoltaica, la producción de energía eléctrica con sistemas térmicos de concentración solar o determinadas aplicaciones de la biomasa.

En España existe un sector industrial ya consolidado con tecnología propia, y con gran potencial de crecimiento, en áreas como eólica, fotovoltaica, telegestión, electrónica de potencia o automatización de la distribución. Nuestras empresas disponen de tecnologías competitivas y exportables en estos campos. La posición de liderazgo en algunas tecnologías, junto al incremento de demanda tanto interior como exterior y a las actuaciones de innovaciones tecnológicas que aquí se proponen deberán permitir a la industria nacional mantener e incluso incrementar, cara a un futuro próximo, esa posición de liderazgo.

2. OBJETIVOS Y PRIORIDADES DE INNOVACIÓN TECNOLÓGICA

Dado que la innovación tecnológica considerada en el presente Plan de Fomento se refiere a todos aquellos aspectos tecnológicos que pueden contribuir al cumplimiento de los objetivos establecidos, se incluye a continuación una somera descripción de la situación que en este sentido presentan cada una de las fuentes energéticas consideradas, fijando al mismo tiempo unos objetivos a corto, medio y largo plazo¹ y definiendo las líneas de actuación de mayor prioridad².

2.1. Energía Eólica

La tecnología eólica, tanto en la gama de muy baja potencia -menor de 10 KW- como en la de media potencia -de 100 a 700 KW-, es una tecnología madura y con un gran desarrollo a nivel comercial.

Dentro de la gama de potencias unitarias que actualmente se están instalando, de

600/700 KW, existen en España seis fabricantes tres de ellos actúan con tecnología propia mientras que los otros tres lo hacen mediante acuerdos de transferencia de tecnologías de origen Europeo.

En cuanto a los fabricantes de palas, presentes en el mercado nacional, uno de ellos dispone de desarrollos propios y el resto actúa bajo licencias de tecnologías europeas.

Dada la gran importancia que esta adquiriendo el mercado de la energía eólica, se plantea como prioritaria la potenciación de un **Centro Nacional de homologación y estandarización de máquinas eólicas**.

La innovación tecnológica en esta área, deberá orientarse por un lado a disminuir los costes del KW instalado y los asociados al mantenimiento de las instalaciones, y por otro, a impulsar el desarrollo de máquinas en la gama del megawatio.

Objetivos de Innovación Tecnológica

- Inversión unitaria total a corto/medio plazo: 120.000 Pta/kW
- Coste de generación a corto/medio plazo: 7,5 Pta/KWh
- Coste de generación a largo plazo: 6,0 Pta/KWh
- Disponer a medio plazo de sistemas híbridos comerciales de media potencia

Líneas Prioritarias de Actuación

ACTUACIÓN	PRIORIDAD
— Desarrollo de máquinas de la gama de 1 a 1,5 MW.	I
— Desarrollo de sistemas de análisis de comportamiento de la red eléctrica, (regulación, estabilidad, otras) y medidas correctoras ante porcentajes significativos de potencia eólica instalada.	I
— Optimización de sistemas de control y telegestión.	II
— Desarrollo de máquinas con bajo impacto ambiental (menor ruido, mayor porcentaje de elementos reciclables, etc.).	II

¹ Corto Plazo: introducción en el mercado en 5 años ó menos (2000/2005)

Medio Plazo: de 5 a 10 años. (2005/2010)

Largo Plazo: más de 10 años.(2010...)

² La prioridad se refiere tanto a los aspectos temporales como a los niveles de financiación pública.

Son más prioritarios las actuaciones de tipo I frente a las de tipo II y éstas frente a las de tipo III.

— Desarrollo e implementación de sistemas de análisis y comportamiento del conjunto de las instalaciones eólicas.	II	Los desarrollos más recientes están orientados a la adaptación de mejoras ya probadas en las grandes turbinas hidráulicas, lo que ha permitido durante los últimos 10 años mantener los niveles de precio de los equipos. Al igual que para otros sistemas de generación, se han desarrollado e implementado profusamente sistemas de telegestión de las instalaciones.
— Desarrollo de máquinas de nueva generación, en la gama de 10 – 100 KW	II	Respecto al resto de los equipos y sistemas, existe también en España tecnología y capacidad de fabricación suficiente para cubrir las necesidades que el mercado demanda.
— Desarrollo de sistemas para la mejora de la producción de componentes eólicos en calidad, coste y plazo.	II	
— Desarrollo de palas con nuevos materiales.	II	
— Desarrollo de máquinas con sistemas de paso y/o velocidad variable, generadores síncronos.	II	
— Sistemas híbridos y autónomos para operación en áreas remotas.	II	
— Desarrollo de máquinas capaces de operar en condiciones extremas.	III	
— Desarrollo de máquinas para funcionar en emplazamientos de vientos bajos.	III	
— Mejora en sus desarrollos de maquinas en la gama de muy pequeña potencia 1-10 KW	III	

2.2. Energía Minihidráulica

La tecnología minihidráulica presenta un alto nivel de madurez tecnológica, 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.

La tecnología de las turbinas se encuentra en manos de un número muy reducido de empresas europeas, ya establecidas en España ó con licenciatarios con capacidad de fabricación en nuestro país, que cubren perfectamente las necesidades de mercado.

Objetivos de Innovación Tecnológica.

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 pequeños desarrollos en métodos de diseño y fabricación, permitan mantener o incluso reducir los actuales costes de los equipos principales.

Líneas Prioritarias de Actuación.

ACTUACIÓN	PRIORIDAD
— Desarrollo de sistemas de telegestión integrada de las instalaciones.	III
— Desarrollos de sistemas para la optimización de la cadena de costes de inversión.	III
— Desarrollo de modelos y normativas de gestión integrada energética y medioambiental para la realización de proyectos.	III

2.3. Energía Solar Térmica de Baja

En España, se vienen realizando instalaciones comerciales de producción de agua caliente sanitaria con energía solar desde los años 70. Durante este largo período de

tiempo, el mercado ha madurado y la oferta se ha concentrado desde los más de 50 fabricantes que había al inicio de los años ochenta hasta la cifra actual de menos de diez fabricantes de paneles capaces de suministrar más del 90% de la demanda actual de colectores de baja temperatura.

Los paneles actualmente suministrados son de gran calidad, pero todavía existen grandes posibilidades de mejora en aspectos como, eficiencia de captación, reducción de costes de los sistemas, durabilidad, etc.

En cuanto otras tecnologías para aplicaciones de mayor temperatura, dirigidas a calefacción en la edificación y aplicaciones en la industria, no hay por el momento fabricantes en el mercado español, aunque si que existe algún desarrollo tecnológico todavía en fase precomercial.

Objetivos de Innovación Tecnológica

- Conseguir a corto/medio plazo, inversiones unitarias totales por m² instalado en instalaciones de baja temperatura 35.000 pta/m².
- Disponer a medio/largo plazo, sistemas comerciales de temperatura superior a los 60°C.

Líneas Prioritarias de Actuación

ACTUACIÓN	PRIORIDAD
— Desarrollo de paneles y sistemas con mayor capacidad de integración en los edificios.	I
— Desarrollo de paneles más eficientes en rendimiento.	I
— Desarrollo de paneles de bajo coste.	II
— Desarrollo de sistemas modulares en el rango de 20/30 m ² .	II
— Desarrollo de aplicaciones de refrigeración y aire acondicionado.	II
— Desarrollo de colectores de media temperatura para aplicaciones de calefacción y para la industria.	II
— Desarrollo de aplicaciones para sistemas de secado en la industria.	II
— Desarrollo de sistemas de telecontrol.	II

2.4. Energía Solar Termo Eléctrica

En la Plataforma Solar de Almería, se han desarrollado y probado desde el comienzo de los años 80, diversos sistemas de producción de energía eléctrica mediante sistemas de concentración de energía solar.

Para la aplicación a sistemas de Torre Central, se ha desarrollado con tecnología española y probado con resultados satisfactorios diversas series de heliotatos con sus correspondientes sistemas de posicionamiento. Se han ensayado igualmente receptores en colaboración con tecnológicos europeos.

Los sistemas de colectores cilindro-parabólicos también se han ensayado en Almería. Si bien la tecnología de dos de los principales elementos del sistema (tubo colector y espejo reflector) no es nacional, sobre el resto del equipamiento, sistemas de control y seguimiento, estructuras, etc., si que existe en nuestro país capacidad técnica y experiencia de desarrollo.

Dado que el Plan de Fomento fija unos importantes objetivos de potencia a instalar con tecnologías solares termo-eléctricas, resulta prioritario acelerar los desarrollos de los principales equipos asociados a estos sistemas.

Objetivos de Innovación Tecnológica

- Inversiones a corto/medio plazo de producción de energía eléctrica con sistemas de concentración: 400.000 Pta/kW
- Coste de producción del KWh a corto/medio plazo, en sistemas híbridos con aportación solar superior al 50%: 13,5 Pta/KWh

Líneas Prioritarias de Actuación

ACTUACIÓN	PRIORIDAD
— Realización de dos plantas de demostración comercial (tecnologías de receptor de aire y sales fundidas) en la gama de los 10/20 MW de potencia con sistema de torre central ³	I

³ Planta con aportación solar 100% o plantas híbridas solar/combustible convencional con aportación solar superior al 50%.

<ul style="list-style-type: none"> — Realización de una planta de demostración comercial en la gama de las unidades de MW con sistema de concentración cilindro-parabólico³. — Desarrollo de receptores avanzados más eficientes, baratos y compactos con capacidad de trabajo a flujos de radiación más elevados y en el rango de potencia de varios MW. — Mejoras en la tecnología de diseño y fabricación de heliostatos. — Desarrollo y puesta a punto de las tecnologías de generación directa de vapor mediante tubos absorbentes. — Desarrollo de colectores cilindro parabólicos. 	I II II III	<ul style="list-style-type: none"> una inversión unitaria de:
		— Disponer a medio plazo de sistemas completos de producción de energía eléctrica, incluido almacenamiento, de una inversión unitaria de: 500 Pta/Wp
		— Disponer a largo plazo de sistemas completos de producción de energía eléctrica de una inversión unitaria de: 200 Pta/Wp

2.5. Energía Solar Fotovoltaica

Los sistemas de producción de energía eléctrica con sistemas fotovoltaicos, se encuentran en España plenamente implantados para determinadas aplicaciones de sistemas aislados, y de forma más incipiente en sistemas conectados a red.

La principal barrera para un desarrollo mayor de la energía solar fotovoltaica, es el alto coste de los paneles solares. En el coste de los paneles interviene de forma muy significativa el precio del silicio utilizado como material fotosensible.

El desarrollo de esta tecnología se debe orientar básicamente a conseguir células a precios mucho más competitivos, bien mediante la utilización de nuevos materiales fotosensibles fundamentalmente para aplicaciones en lámina delgada, bien a través del empleo de sistemas de concentración.

La integración de los sistemas fotovoltaicos en la edificación, es otra línea de trabajo que puede contribuir impulsar a corto plazo ésta tecnología.

Objetivos de Innovación Tecnológica

- Disponer a corto plazo de sistemas completos de producción de energía eléctrica, incluido almacenamiento, con

1.000 Pta/Wp

Líneas Prioritarias de Actuación

ACTUACIÓN	PRIORIDAD
— Desarrollo de paneles y sistemas con altos niveles de integración en la edificación.	I
— Desarrollo y normalización de kits estándar para pequeñas aplicaciones, tanto aisladas como conectadas a red.	I
— Investigación y desarrollo de tecnologías de lámina delgada.	II
— Mejoras en el desarrollo de inversores.	II
— Desarrollo de tecnologías de concentración.	II

2.6. Biomasa

Las posibilidades de desarrollo de la biomasa con vistas a su aprovechamiento energético, no sólo dependen de las tecnologías de aplicación directamente involucradas en el proceso central de transformación, como las calderas ó los sistemas de gasificación. Las técnicas de cultivo así como las tecnologías de acondicionamiento y preparación de los propios cultivos energéticos, o las técnicas de tratamiento y homogeneización de los residuos forestales, condicionan también el rendimiento y rentabilidad del ciclo productivo.

El área de biomasa es posiblemente de todas las fuentes de energía renovables, la que requiere un mayor impulso de Innovación Tecnológica, particularmente en los diversos aspectos relacionados con los cultivos energéticos.

Del conjunto de tecnologías de aplicación, destaca la necesidad de desarrollo y demostración de calderas de lecho fluido para

determinados tipos de biomasa y de técnicas de gasificación, que permitirán mejorar la eficiencia de los sistemas.

Objetivos de Innovación Tecnológica

- | | |
|--|----------------|
| – Disponer a medio plazo de biomasa residual o de cultivos energéticos a un precio asegurado de: | 1 pta/te |
| – Inversiones total sistemas de producción de energía eléctrica: | 180.000 pta/kW |
| – Coste de producción: | 8,5 pta/kWh |

Líneas Prioritarias de Actuación

Las líneas de actuación en el desarrollo e innovación de la biomasa se plantean en diversos apartados referidos, por una parte al recurso y su obtención y, por otra a las aplicaciones o utilización del mismo.

- Biomasa Residual**

ACTUACIÓN	PRIORIDAD
– Desarrollo y mejora de sistemas y maquinaria de recogida, incluyendo sistemas de compactación del residuo y/o producción de pelet o pacas adaptados a sistemas de combustión específicos.	II
– Desarrollo de métodos y equipos para la preparación (molienda, secado, densificación), de la biomasa para su utilización en procesos energéticos.	II
– Desarrollo de métodos analíticos para fijar estándares de calidad de los combustibles.	III

- Cultivos Energéticos**

ACTUACIÓN	PRIORIDAD
– Selección y mejora de especies herbáceas y leñosas para plantaciones de cultivos energéticos de alta productividad.	I
– Análisis de productividad de los cultivos para diversas condiciones, especies y determinación de los costes medios reales de producción, recolección y manejo de cada	I

uno de los cultivos energéticos.

- Desarrollo de nueva maquinaria y/o adaptación de maquinaria convencional para la recolección de los diversos tipos de biomasa.
- Desarrollo de métodos de cultivo energéticos, preferentemente sostenibles para las diversas especies seleccionadas.
- Desarrollo de métodos y equipos para la preparación de los cultivos energéticos para su utilización en procesos energéticos.
- Innovación en logística de transporte de biomasa a las plantas de transformación o utilización.
- Determinación de las características físico energéticas de la biomasa y la influencia en las mismas de los diversos tipos de suelos y métodos de cultivo.

- Tecnologías de Aplicación**

ACTUACIÓN	PRIORIDAD
– Desarrollo de sistemas eficientes de gasificación de biomasa.	I
– Desarrollo de técnicas de limpieza de gases de combustión y gasificación.	I
– Mejora de eficiencia de las calderas de biomasa para aplicaciones industriales, sistemas centralizados de calefacción o sistemas de producción de energía eléctrica.	I
– Desarrollo de tecnologías de lecho fluido para combustión de biomasa.	II
– Desarrollo de equipos eficientes para utilización de biomasa a nivel doméstico.	II
– Mejora de sistemas de manejo y alimentación a sistemas de combustión y gasificación de biomasa.	II
– Adaptación de turbinas y motores de gas, a gas procedente de la gasificación de biomasa.	II

2.7. Biogás

Las tecnologías de producción de biogás a partir de los diversos tipos de residuos biodegradables, se encuentran a un nivel de desarrollo suficiente como para acometer cualquier tipo de aplicación comercial.

En España, se dispone actualmente de experiencia en la producción y utilización de biogás derivado de diversos tipos de R.S.U., residuos de depuradoras de aguas urbanas, residuos agropecuarios, y residuos industriales biodegradables. Asimismo, existen diferentes ejemplos de aplicación para la utilización de este biogás, incluyendo aplicaciones térmicas y sistemas de producción de energía eléctrica.

Objetivos de Desarrollo Tecnológico

- Optimización energética de los procesos en desarrollo.

La producción de biogás a partir de residuos biodegradables, está ligada generalmente a la resolución de problemas medioambientales, lo cual dificulta el establecimiento de objetivos concretos de carácter económico orientados al desarrollo tecnológico de esta área.

Líneas Prioritarias de Actuación

ACTUACIÓN	PRIORIDAD
— Optimización y mejora de las técnicas de depuración y limpieza del biogás	II
— Mejora de eficiencia en los procesos de producción de biogás.	II

2.8. Biocarburantes

En España, existe actualmente capacidad técnica para la producción de biocarburantes, tanto en lo que se refiere a bioalcoholes derivados de cereales o remolacha, como en lo referido a los bioaceites.

En cuanto a la utilización de los biocarburantes, la experiencia española se limita hasta el momento a algunas utilizaciones puntuales en vehículos de flotas cautivas de determinados servicios públicos.

Con vistas a impulsar una progresiva penetración en las cadenas de distribución de

carburantes, es importante la realización de experiencias piloto de larga duración sobre la utilización de biocombustibles, que permitan conocer el comportamiento de los motores sometidos a diferentes regímenes y composiciones de la mezcla y el tipo de modificaciones necesarias para una adaptación adecuada.

Objetivos de Innovación Tecnológica

- Conseguir a medio/largo plazo, disponer en el mercado biocarburantes con costes de producción del orden de 30 Pta/litro.

Líneas Prioritarias de Actuación

ACTUACIÓN	PRIORIDAD
— Selección de variedades vegetales que optimicen la relación almidón-proteína.	II
— Búsqueda y selección de nuevas especies oleaginosas para fabricación de biodiesel competitivo.	II
— Desarrollo de tecnologías de producción de biocombustibles, a partir de productos lignocelulósicos y/o semillas.	II
— Realización de experiencias de demostración de larga duración de utilización de biocarburantes con flotas cautivas.	II

3. LÍNEAS DE APOYO Y FINANCIACIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE INNOVACIÓN TECNOLÓGICA

La realización de las actividades de Innovación Tecnológica en el marco del Plan de Fomento, contará para su ejecución con apoyos públicos a través de líneas específicas de subvención y líneas de financiación preferencial.

Las principales líneas de subvención y financiación de actividades de innovación tecnológica susceptibles de ser origen de fondos para el sector de las energías renovables, corresponden a las actualmente existentes para este tipo de actuaciones, o bien a nuevas líneas en fase de elaboración:

- Programa Energía, V Programa Marco de la Comisión Europea.
- Iniciativas ATICA, Programa de Investigación y Desarrollo Energético del Ministerio de Industria y Energía.
- Programa Sectorial de Investigación y Desarrollo Agrario y Alimentario del Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación.
- Financiación CDTI, para Proyectos de I+D.
- Líneas Genéricas de Apoyo a I+D de las CC.AA.
- Área sectorial de Energía, del Plan Nacional de Investigación Científica y Desarrollo Tecnológico, actualmente en fase de elaboración por la Oficina de Ciencia y Tecnología de Presidencia del Gobierno.
- Programa de Fomento de la Innovación Industrial en materia de Medio Ambiente, del Ministerio de Industria y Energía.

Dada la importancia que para la ejecución del Plan tienen las actividades de innovación tecnológica, y con el fin de reforzar este tipo de actuaciones y de apoyar las iniciativas que puedan incidir de una forma más directa en el cumplimiento de los objetivos establecidos, se prevé la creación de una línea específica de subvenciones denominada **“Programa de Innovación Tecnológica de Energías Renovables”**.

Asimismo, con objeto de realizar un adecuado seguimiento de los avances en el desarrollo tecnológico, de las propias actividades de innovación y de las alternativas tecnológicas que puedan aparecer en el campo de las energías renovables con repercusión directa en el cumplimiento de objetivos del Plan, se prevé la creación de un **Observatorio Tecnológico de las Energías Renovables**, que realice entre otras las labores de seguimiento de las actividades de innovación tecnológica, la

modificación de sus prioridades o nuevas líneas de actuación si ello fuera necesario

En la actuaciones **Observatorio** estarán plenamente integrados tanto el sector industrial, con capacidad de innovación tecnológica como los Centros e Institutos Tecnológicos que actúen en el área de E. Renovables.

4. PRESUPUESTO

Durante los últimos cinco años, la media anual de apoyos públicos a actividades de innovación tecnológica de energías renovables, se ha situado entre los 2.500 y 3.000 Millones de Pesetas.

Dados los objetivos planteados a la Innovación Tecnológica en el horizonte del Plan de Fomento, y teniendo en cuenta la situación de cada una de las tecnologías, se estima que las necesidades anuales de apoyos públicos en forma de subvención o financiación preferencial alcanzan los 5.000 Millones de Pesetas, debiendo su distribución porcentual ajustarse como sigue:

— Energía Eólica	16%
— Energía Minihidráulica	4%
— E. Solar Térmica	12%
— E. Solar Termoeléctrica	16%
— E. Solar Fotovoltaica	14%
— Biomasa	26%
— Biogás	6%
— Biocarburantes	6%

El origen de los fondos, como se ha indicado anteriormente, procederá de las actuales líneas de apoyo público y de la nueva línea específica correspondiente al *Programa de Innovación Tecnológica de Energías Renovables*.

Líneas	Origen	Potencial de Recursos
— Programa Energía, V Programa Marco.	Comisión Europea.	800
— Programa de Fomento de la Innovación Industrial en Materia de Medio Ambiente	Ministerio de Industria y Energía.	400
— Programa Sectorial de Investigación y Desarrollo Agrario y Alimentario.	Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación.	300
— Financiación Preferencial.	CDTI.	200
— Programas Regionales de I+D.	CC.AA.	300
— Área Sectorial de Energía del Plan Nacional de Investigación Científica y Desarrollo Tecnológico.	OCYT (Presidencia del Gobierno).	1.200
— Programa Innovación Tecnológica de Energías Renovables. (PITER)	Ministerio de Industria y Energía.	1.800
TOTAL		5.000

5. BIBLIOGRAFÍA

- V Programa Marco C.E.
 - Decisión 187/1999, del Parlamento Europeo y del Consejo.- Diciembre 1998
 - Work programme energy environment and development.- Marzo 1997.
 - Decisión del Consejo 25 enero 1999, programa específico de investigación, demostración y desarrollo tecnológico sobre "energía, medioambiente y desarrollo sostenible".- Enero 1999.
- Orden Ministerial, 25 abril 1987.- Incitativa ATICA.
- Orden Ministerial, 4 marzo 1989.- Iniciativa ATICA, programa tecnológico de Investigación y desarrollo energético.
- Orden Ministerial, 25 junio 1990.- Programa Sectorial de Investigación y Desarrollo Agrario y Alimentario del Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación.
- Orden de 13 de septiembre de 1999, sobre concesión de préstamos para actuaciones de Fomento de la Innovación Industrial de carácter medioambiental del Ministerio de Industria y Energía
- Plan de Ciencia y Tecnología 1997-2000, del Gobierno Vasco.
- The atlas project – DG XVII Comisión Europea, 1997.
- Energy Technology – DG XVII Comisión Europea, dic/1997.
- Resultados proyecto OPTI. Estudio de Prospectiva de Energías Renovables.- Ciemat, abril 1999.
- Cuadernos de innovación tecnológica.- Fundación Babcock, 1998.
- 1999, European wind. Energy conference.- Book of abstracts.
- Plataforma solar de Almería.- Anual technical report, 1997 (PSA-Julio 98).
- Jornadas sobre Energía Eólica, febrero 1998.- Libro de ponencias IDAE, febrero 1998.
- Manuales de Energías Renovables.- IDAE/cinco días 1996.
- Plan de acción de energía fotovoltaica.- Grupo de expertos coordinados por D. Antonio Luque, enero 1994.
- 10 años de la Fundación Catalana per la Recerca1986-1996.
- Memoria actividades Instituto Tecnológico y de Energías Renovables del Cabildo de Tenerife.
- CDTI.- Memoria 1997.
- Instituto Tecnológico de Canarias.- Memoria de Actividad 1997

FINANCIACIÓN

CAPÍTULO 6

PLAN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Diciembre 1999

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Análisis General

Como se ha indicado en capítulos precedentes, el objetivo energético del Plan de alcanzar en el año 2010 al menos el 12% de la demanda de energía primaria a partir de las Energías Renovables. Dado su alcance, ha sido valorado económica y financieramente en una primera fase hasta el año 2006. Por ello, los análisis económicos que figuran en el presente capítulo son los derivados de las actuaciones comprendidas en el período de 1999 al 2006.

En la elaboración del presente Plan se han tenido en consideración variables relacionadas con el mercado, especialmente los potenciales disponibles, las capacidades del sector, la evolución técnico-económica, y las barreras; en suma, el Plan recoge los factores que condicionan las actuaciones en aprovechamiento de la energía renovable de los promotores, inversores y los actores públicos. Este marco debe ser completado con la capacidad real de los recursos financieros disponibles que, como tales, son limitados y funcionan bajo los principios de rentabilidad, oportunidad y estabilidad.

Por otro lado, el Plan aspira a lograr no solo un incremento significativo de la oferta de renovables, sino a lograr una consolidación de un tejido industrial que permita un desarrollo futuro sostenible con una amplia componente exportadora.

La distribución propuesta de objetivos energéticos por tecnologías, responde al potencial del mercado estimado sobre la base de lograr un medio de desarrollo propio, en el que el marco financiero desempeña un papel fundamental. Así, aunque el potencial asociado a un recurso energético sea muy elevado, las limitaciones al desarrollo de las correspondientes tecnologías

de explotación son, entre otras, de carácter técnico, medioambiental, de legislación, pero vienen esencialmente definidas por consideraciones de rentabilidad frente a otras posibles alternativas.

La planificación energética, cada vez más abierta, desarrollada por las diversas Administraciones debe dar respuesta a los retos que plantea la introducción de una tipología específica de explotación de recursos, como ocurre en el caso de las energías renovables, especialmente, en un contexto de mercados globales cada vez más desregularizados¹. Esta planificación obliga a evaluar todos los parámetros y a medirlos en términos de rentabilidad global. La valoración debe buscar la rentabilidad de los recursos públicos puestos en juego, definida en términos energéticos, medioambientales, tecnológicos y sociales.

De ese análisis de rentabilidad general se derivan los instrumentos que la Administración está en condiciones de ofrecer para activar el resto de recursos necesarios. Este es precisamente el objeto del presente capítulo. El diseño de esta estrategia se basa en las especificidades de cada tecnología y se soporta en el equilibrio de todos los factores, de tal forma que se logre alcanzar los objetivos de rentabilidad privada y pública que permita reunir los recursos económicos necesarios. Es decir, el mercado², movilizado por rentabilidades económicas inmediatas, por su propia iniciativa, al menos en las tecnologías menos maduras, no captaría los fondos necesarios, por lo que la estrategia debe incluir medidas para equilibrar el conjunto de beneficios públicos, en términos equivalentes.

Entre estas medidas se encuentran las destinadas a mejorar la rentabilidad de los proyectos de forma que resulten intere-

¹ No se trata de incorporar niveles de regulación del mercado, sino más bien de introducir una estrategia de sostenibilidad.

² El mercado de las renovables se moviliza por diferentes motivos: rentabilidad económica, criterios medioambientales, de desarrollo local, movilización de recursos energéticos locales, etc., con diferentes pesos según la tecnología.

santes económicamente al inversor y, a su vez, puedan soportar una financiación bancaria. En este marco, se han identificado las fuentes financieras del Plan que, en términos generales, responden a la siguiente clasificación:

Financiación de Promotores

La financiación de los promotores del proyecto, o recursos propios del promotor, de acuerdo con el nivel actual de riesgo y apalancamiento, se ha estimado entre el 10% y el 25% de la inversión neta, es decir, sin subvenciones en el caso de que existan. En el caso de instalaciones individuales se plantea como excepción que los recursos propios sean del 5%.

Financiación Ajena

La financiación obtenida en el mercado financiero completa la inversión necesaria en el proyecto. Las diversas formas de financiación ajena analizadas se refieren a las siguientes fórmulas ya utilizadas en el sector o que pueden adaptarse por sus características:

- *Project Finance*
- Fondo de inversión
- Sociedades de Capital-Riesgo
- Emisión de bonos garantizados
- Préstamos con interés subvencionado

Ayudas Públicas

Incluyen todas aquellas fórmulas de apoyo económico que utilizan recursos públicos o que representan una menor recaudación. La tipología de ayudas, dependiendo de las áreas técnicas, puede resumirse como sigue:

A la inversión:

- Subvención al tipo de interés
- Subvenciones a fondo perdido

- Incentivos fiscales

- Deducción por inversiones

A la explotación:

- Incentivos fiscales
 - Exención del impuesto sobre hidrocarburos
- Subvención a la producción de combustible para biomasa
- Primas al precio del kWh producido

El análisis financiero del Plan se estructura, por tanto, en torno a la evaluación de los recursos totales necesarios teniendo en cuenta las fuentes indicadas anteriormente, segmentados por áreas técnicas y sobre unos esquemas de proyectos tipo, que permiten aproximar las necesidades de recursos económicos por origen.

1.2. Referencia Europea

Las medidas aplicadas para la promoción de las energías renovables en los países de la Unión Europea son muy diversas, así como el desarrollo alcanzado, pero constituyen una importante referencia a la hora de definir los instrumentos a utilizar en el Plan. El interés, la originalidad, los resultados y las problemáticas de estas medidas se han tenido en cuenta para elaborar el cuadro de medidas del Plan, tratando con ello de diseñar políticas homologables en el entorno de la UE, aunque adaptadas a la realidad del mercado español.

Los instrumentos puestos en marcha en los diversos países tratan de valorar los positivos efectos socioeconómicos y medioambientales que las energías renovables presentan, en oposición a otros modos de generación; se persigue con ello abrir cauces de internalización de los costes externos derivados de la generación y consumo de energía, cuyo debate se orienta a la introducción de nuevos costes en el sistema de precios.

Entre los instrumentos utilizados por los países miembros, destacan:

Subvenciones a la inversión

Su uso ha sido bastante generalizado, aunque su utilización ha ido disminuyendo hasta la fecha en la mayor parte de los países, siendo de gran ayuda y eficacia para el lanzamiento de tecnologías no suficientemente maduras³. Actualmente, algunos gobiernos europeos (es el caso de Dinamarca o Suecia), una vez logrados una serie de objetivos, están modificando progresivamente su política de subvenciones a la inversión hacia otro tipo de incentivos.

Política tarifaria

Representa otra línea de activación profusamente utilizada, con las siguientes modalidades de aplicación más significativas:

- Algunos países como Alemania o Dinamarca⁴ se acogen a un sistema de precio fijo, donde los promotores venden toda su producción a un precio marcado por la legislación vigente, que obliga a su adquisición.
- En otros países, como Francia, Reino Unido⁵ o Irlanda, las autoridades energéticas convocan concursos públicos para la adquisición de determinada energía de origen renovable, a un precio y durante un período fijado en la convocatoria.
- La *electricidad verde* es un moderno instrumento puesto en marcha en Ho-

landa y Austria basado en la sensibilización de los consumidores que, de manera voluntaria, se comprometen a pagar un sobrecoste en su tarifa eléctrica para financiar fuentes de energía renovables.

Medidas fiscales.

Este tipo de medidas permite una mejora del atractivo de las inversiones por la reducción de costes de la cadena comercial de las renovables y se traducen en una disminución de las diversas cargas contributivas con respecto a las fuentes no renovables. En parte, se trata de una internalización directa en los precios energéticos de las externalidades originadas en la producción, transformación y consumo de la energía. En este campo se incluyen: la denominada *ecotasa*⁶ que grava el consumo de energía en función de su contenido en carbono; los impuestos variables sobre la energía en Dinamarca, que intentan mantener estable la relación entre los precios de los combustibles fósiles y los renovables; los incentivos fiscales a la inversión en Holanda, donde los inversores en renovables se pueden beneficiar de medidas especiales (amortización acelerada de la inversión) o el acceso a “fondos verdes” para inversiones en proyectos beneficiosos para el medio ambiente; y la exoneración, en Francia, de la tasa interna sobre productos petrolíferos, para la promoción de la producción y utilización de biocombustibles.

Acuerdos Voluntarios

Llevados a cabo en diferentes países⁷ de la UE, se basan en la firma de convenios entre diferentes sectores implicados en la

³ Es el caso de la energía solar en Grecia, el país con más superficie instalada de paneles solares (más de 2 millones de m² en 1997) gracias a una gran promoción apoyada por el Gobierno. Asimismo, en este país se está preparando un decreto para la obligatoriedad de instalación de paneles solares en edificios públicos de nueva construcción.

⁴ La expansión de la energía eólica en Dinamarca a lo largo de los últimos cinco años puede ser comparable a la situación actual de este sector en España. En Dinamarca, se vienen desarrollando campañas de promoción de la energía eólica donde las subvenciones han ido desapareciendo a favor de las políticas tarifarias que, acompañadas de otros instrumentos, están dando muy buenos resultados.

⁵ El Reino Unido, mediante las NFFO (Non Fossil Fuel Obligation: obligación combustibles no fósiles) convoca periódicamente concursos públicos para instalación de potencia de origen renovable.

⁶ Se discute en la Comisión la oportunidad de su implantación, en relación al cumplimiento de objetivos de CO₂ señalados en diversas Cumbres medioambientales.

⁷ Es el caso de Francia donde, en 1993, se firmó un acuerdo entre la Agencia de Medio Ambiente y Energía (ADEME) y la compañía eléctrica nacional (EDF) para fomentar el uso de las renovables, poniéndose en marcha, entre otros, el programa FACE (Fondos de Amortización a los Costes de Electrificación) para la promoción de la energía renovable en el entorno rural.

implantación de las energías renovables, para lograr un impulso activo basado en un volumen de negocios suficiente como para permitir la reducción de costes en la explotación.

En resumen, hay que destacar la progresiva tendencia a disminuir las subvenciones a fondo perdido en favor de medidas financieras y fiscales con el fin de activar el mercado de las renovables, pero con la menor distorsión posible. Se apunta, asimismo, el debate abierto en relación al establecimiento de sistemas de penalizaciones o primas, parcialmente unido a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. El establecimiento de primas de generación eléctrica con renovables y la obligación de adquisición constituyen instrumentos de probada eficacia. En todo caso, sí conviene señalar que la eficacia de las medidas debe basarse en el diseño de un sistema complementario que incluya medidas de acompañamiento⁸ que amplíen el efecto de unas sobre otras.

1.3. Las medidas del Plan

Desde el punto de vista de la financiación del Plan, se han contemplado diferentes medidas de apoyo que se pueden agrupar en tres grandes grupos:

- Subvenciones públicas
- Incentivos fiscales
- Primas al precio del kWh producido

Subvenciones Públicas

Históricamente las energías renovables han estado apoyadas por diversas líneas de ayudas públicas, básicamente por subvenciones a la inversión en proyectos de explotación. Sin embargo, las acciones del Plan pretenden un salto cuantitativo que

sólo podrá lograrse por la conjunción de diferentes líneas de ayuda que actúen sobre diversos sectores del mercado.

Paralelamente, es necesario considerar la modificación del marco general de apoyo a las renovables como consecuencia de la variación de las necesidades de ayuda que presentan las diferentes áreas técnicas. En este sentido, sirva como ejemplo la madurez alcanzada en el sector eólico que ha propiciado la disminución drástica de las necesidades de subvención a fondo perdido en este área; o, por el contrario, la urgencia en las conexiones a red del sector fotovoltaico, que requiere un impulso inicial para movilizar este mercado.

Adicionalmente, deben considerarse los cambios habidos en las políticas de subvenciones, acusadas en ocasiones de deformar el mercado e incluso de interferir en el desarrollo de las tecnologías más eficientes que tienden hacia una menor acción directa sobre la inversión. Este cambio no debe dificultar la aplicación de un instrumento público que ayuda a la definición de la estrategia energética.

En definitiva, a la vista de los análisis económico-financieros, las lagunas detectadas en la cadena tecnológica, las necesidades de incrementar la producción de equipos y la necesaria acción de promoción en el marco del Plan, se han establecido los requerimientos de subvenciones públicas necesarias para cada área tecnológica, que más adelante se exponen con detalle.

Incentivos Fiscales

Las medidas fiscales contempladas en el Plan (capítulo 7 Medidas e Incentivos) han sido diseñadas de acuerdo con el marco actual de deducciones e incentivos fiscales establecidos en la legislación tributaria vigente.

Así, ante la alternativa de proponer medidas fiscales novedosas vinculadas directa-

⁸ Las medidas de promoción y demostración han mostrado su capacidad para potenciar la replicabilidad de las instalaciones, si bien deben verse complementadas con medidas de carácter legislativo.

mente al Plan de Fomento, que requerían de una nueva regulación normativa, o plantear la adecuación de los incentivos ya existentes en la legislación actual, se ha optado por esta segunda, dado que su más fácil articulación permitirá su implantación en menor plazo de lo que habría supuesto la primera alternativa. No obstante, la propuesta actual no debe ser entendida como única y definitiva, dado que, al estar vinculada a un plan a largo plazo, se hará necesario su revisión y actualización de acuerdo a los requerimientos que se deriven de la evolución del Plan de Fomento.

Los incentivos fiscales que se proponen están basados en dos factores que el Plan contempla con especial atención: la **Innovación Tecnológica** y el **Efecto Medio Ambiental**.

Las medidas acordes con los dos factores anteriores se verán complementadas, a su vez, con las ya existentes en la legislación tributaria vigente para las **PYME**, dado que los efectos del Plan, en cuanto a generación y expansión de empresas, tendrán su mayor repercusión en dichas PYME.

En definitiva, dado que la actual normativa sobre el Impuesto de Sociedades ya contempla deducciones para fomentar la realización de determinadas actividades, como son entre otras, las consistentes en investigación y desarrollo y las destinadas a la protección del medio ambiente, además de las ya mencionadas para las empresas de reducida dimensión, tan sólo habría que modificar dicha normativa en cuanto a lo establecido para deducciones por inversiones en mejora medio ambiental dando cabida en éstas a las efectuadas en energías renovables dado su indiscutible impacto en la mejora del medio ambiente en comparación con las energías convencionales.

Por último, es necesario hacer un breve comentario respecto a la valoración económica de los incentivos fiscales contemplados en el Plan, en el sentido de que

responden al resultado de una planificación indicativa y que, si bien ha sido estimada en términos de rentabilidad, no debe ser entendida como limitativa respecto a las tecnologías que las afecta, dado que se debe entender que un Plan a largo plazo requiere inevitablemente de un seguimiento y revisión constantes y que de su evolución se desprenderán nuevos requerimientos o modificación de los existentes.

Primas al precio del kWh producido

Como ya se ha visto, la legislación vigente⁹ relativa a producción eléctrica procedente de instalaciones de aprovechamiento de recursos renovables, establece un sistema de incentivos sin límite temporal con el fin de internalizar sus beneficios medioambientales y facilitar su posicionamiento competitivo en un mercado libre.

El mantenimiento de dichos incentivos, consistentes en el establecimiento de un sistema de primas que bonifiquen el precio de venta del kWh producido por las instalaciones anteriormente referidas, es una de las principales medidas de apoyo económico contemplada en el Plan.

2. ANÁLISIS ECONÓMICO-FINANCIERO DEL PLAN DE INVERSIONES

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

⁹ R.D. 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración.

unidad energética final. Asimismo, se ha aplicado unos supuestos de financiación y una serie de medidas o ayudas financieras.

El análisis realizado trata de equilibrar la aplicación de todos los recursos disponibles alcanzando 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. A ese proyecto de financiación se ha llegado, por tanto, tras un proceso iterativo y un estudio de sensibilidades, obteniendo la combinación óptima de fuentes en términos de rentabilidad, utilizando un mínimo de recursos públicos y logrando una participación relativamente convencional del resto de recursos.

En cuanto a la planificación de inversiones, los incrementos de energía y potencia a introducir a lo largo del periodo del Plan se han distribuido en función de las capacidades del sector y su crecimiento, tomando en consideración plazos de ejecución.

2.1. Criterios e hipótesis de cálculo

Los supuestos e hipótesis técnicofinancieras 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.
- *Período 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, sin considerar niveles de reposición fuera de los costes de mantenimiento.
- *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 la prima, ponderado anualmente según el parámetro que pudiera incidir en su actualización (IPC eléctrico). Como precio de partida del kWh se ha tomado el correspondiente a enero de 1999. En el caso de proyectos de sustitución 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 desembolsados íntegramente (IVA incluido) durante el período 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 período de análisis (1,8 %), 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 período de análisis, estimado en 3 décimas por debajo del IPC (1,5 %), y empleado como parámetro corrector de importes asociados a partidas energéticas.
- *Impuesto de Sociedades:* establecido de acuerdo al tipo actualmente vigente fijado en el 35% manteniéndolo constante a lo largo del período de análisis y ajustado por el efecto de los incentivos fiscales contemplados en el Plan.
- *Tasa de descuento:* tipo de rendimiento interno fijado en pesetas constantes en un 5%.
- *Rentabilidad de los proyecto tipo:* calculada sobre la base de mantener un Tasa Interna de Retorno (TIR), medida en pesetas corrientes y para cada proyecto tipo, mínima de 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 cuenta provisional de resultados a lo largo de su vida útil, con arreglo a la cual se calcula el *cash-flow* que nos proporciona la rentabilidad del proyecto.
- *Financiación ajena (préstamos):* estimados para una devolución a 10 años, a un 5% de interés y sin período de carencia. En caso de considerar subvención al tipo de interés el tipo utilizado en el cálculo es el 0%.

De acuerdo con este planteamiento general y las hipótesis anteriormente detalladas, se configuran para cada una de las tecnologías las necesidades financieras con el fin de conseguir un desarrollo de las inversiones adecuado a las previsiones establecidas a lo largo del período del Plan, detallando en las fichas siguientes los resultados obtenidos por área tecnológica.

2.2 Resultados

Analizadas las inversiones propuestas en las diferentes tecnologías de acuerdo a la metodología propuesta, como resultado final se recogen en la tabla VI.1 los resultados totales en términos energéticos al año 2010 y económico-financieros al 2006. Así siguiendo la tabla se destaca:

- Los objetivos energéticos puestos en explotación en el 2006 son el 50,4% del Plan al 2010 y significan un grado de avance en la inversión del 64,5% del horizonte del Plan.
- Las necesidades de financiación de las inversiones en equipos productivos hasta el 2006 se sitúan en 1.582.076 Mpta, de los cuales, la financiación con recursos propios es de 333.979 Mpta y la de recursos ajenos se sitúa en 1.159.516 Mpta.
- La subvención a fondo perdido de las inversiones productivas son de 88.581 Mpta con un volumen de recursos públicos para la subvención de intereses de 98.770 Mpta y la subvención a la producción de combustible a lo largo del período del Plan es de 58.963 Mpta.
- Las ayudas fiscales desgravación y otras exenciones se sitúan en 164.273 Mpta.
- Por tanto, el importe total de inversiones en activos productivos con recursos públicos orientados hacia el Plan se sitúan en 410.587 Mpta.

TABLA VLLANALISIS FINANCIERO PLAN

PLAN DE FOMENTO DE LAS ENERGIAS RENOVABLES

AREA TECNOLÓGICA (Tipo de energía)	TOTAL PLAN 1999 - 2010			DATOS PARCIALES PERIODO: 1999-2006 (MWhs)			DATOS PARCIALES PERIODO: 1999 - 2006 (Importes en Millones de Pts.)						
	OBJETIVO ENERGÉTICO			ENERGIA PRODUCIDA	INVERSIÓN REALIZADA	GRADO DE AVANCE HASTA 2006	% AVANCE HASTA 2006	INVERSIÓN	ENERGIA	PERÍODO	IMPORTE ANUAL A FIN PERÍODO	INCENTIVOS FISCALES	
	INCREMENTO ENERGIA PRIMARIA (mp)	INCREMENTO GENERACION ELECTRICA	POTENCIA (MW)	ENERGIA (GWh)	s/ TOTAL PLAN	s/ TOTAL	TOTAL PERÍODO	IMPORTE ANUAL A FIN PERÍODO	DESAGRAVACION INVERSIÓN	OTROS INCENTIVOS			
MINIHIDRAULICA P < 10 MW	191.952	720	2.232	61,00%	98.758	67,57%							
HIDRAULICA 10 MW < P < 50 MW	60.200	350	700	60,00%	23.288	68,61%							
EOLICA Parque Eólico	1.680.096	8.140	19.536	58,71%	756.831	73,89%							
BIOMASA Térmica Industrial (*)	850.000	0	0		40.247								
	Residuos Industriales	180.000	0	0	50,50%	8.523	56,12%						
	Residuo Forestal-Agrícola	670.000	0	0	50,50%	31.724	56,12%						
	Cultivos Energéticos	0	0	0	0,00%	0	0,00%						
BIOMASA Térmica Doméstico	50.000	0	0		18.520								
	Residuos Industriales	20.000	0	0	48,00%	7.408	58,08%						
	Residuo Forestal-Agrícola	30.000	0	0	47,99%	11.112	58,09%						
	Cultivos Energéticos	0	0	0	0,00%	0	0,00%						
BIOMASA Aplicación Eléctrica	5.100.000	1.708	11.913		257.903								
	Residuos Industriales	300.000	100	701	46,77%	15.459	57,68%						
	Residuo Forestal-Agrícola	1.450.000	486	3.387	47,76%	73.238	55,79%						
	Cultivos Energéticos	3.350.000	1.122	7.825	47,76%	169.206	55,79%						
BIOCARBURANTES Biocarburantes (*)	500.000	0	0	50,00%	62.959	62,87%							
BIOGAS Aplicación Eléctrica	150.000	78	494	44,31%	11.674	52,76%							
SOLAR TERMICA Inst. Individual	73.125	0	0	33,54%	34.674	45,58%							
SOLAR TERMICA Inst. Colectiva	236.250	0	0	33,43%	71.392	44,12%							
SOLAR TERMICA A.* Aplicación Eléctrica	180.450	200	413	49,01%	55.054	64,96%							
SOLAR FOTOVOLTA/ Inst. Aislada (*)	2.580	20	30	45,35%	20.248	52,73%							
SOLAR FOTOVOLTA/ Inst. Interconectada > 5 KW	8.385	65	98	45,33%	32.220	53,43%							
SOLAR FOTOVOLTA/ Inst. Interconectada < 5 KW	6.450	50	75	45,33%	24.792	53,43%							
RESIDUOS SOLIDOS Aplicación Eléctrica	435.550	168	1.037	60,00%	73.506	79,51%							
	9.525.038	11.499	36.528	50,43%	1.582.076	64,53%							

NOTAS

Los avales por Área Tecnológica se han calculado para obtener una TIR mínima al tiro de interés de mercado más 2 puntos
(*) No se aplican criterios de rentabilidad

Subvención a inversión:

187.351

Subvención a inversión y combustible:

246.314

Apoyo Público (subvención+incentivos):

452.805

59.085 105.188

164.273

3. FUENTES DE FINANCIACIÓN AJENA

El mayor peso de la financiación del Plan recae en el mercado financiero, por lo que resulta imprescindible la colaboración de las entidades financieras que se vinculen al Plan y la identificación y definición de los instrumentos que mejor se adapten a la especificidad de los proyectos de aprovechamiento de las energías renovables.

En la actualidad, las principales entidades financieras disponen en sus organizaciones de departamentos especializados en la financiación de proyectos de inversión para la producción de energía, de forma que, para proyectos con tecnologías ya desarrolladas, no se requiere la intervención de la Administración. Por tanto, se puede afirmar que existe suficiente predisposición de las entidades financieras para financiar instalaciones tales como eólicas o minicentrales hidroeléctricas. Ahora bien, la aplicación de las medidas contempladas en el Plan deberá conseguir activar el mercado financiero en aquellas tecnologías que todavía no presentan suficiente desarrollo y, por tanto, la rentabilidad necesaria para hacerlas atractivas al inversor y obtener financiación del mercado.

3.1. Instrumentos Financieros

Los instrumentos financieros que han mostrado mejor adaptación a la financiación de proyectos energéticos son el *Project Finance* y la *Financiación por Terceros* y, de hecho, son los que se vienen aplicando a proyectos energéticos que gozan de demostrada rentabilidad económica. Ahora bien, el volumen de inversión contemplado en el Plan, así como el desarrollo de tecnologías poco maduras comercialmente que difícilmente dispondrían de financiación bancaria, hace necesario combinar las ayudas públicas con el empleo de fórmulas financieras que, si bien se encuentran sufi-

cientemente implantadas en el mercado, no han sido hasta la fecha destinadas a la financiación de proyectos energéticos y, más concretamente, de proyectos de aprovechamiento de energías renovables.

A tal fin, se han llevado a cabo las gestiones oportunas con diferentes entidades financieras y se han analizado distintas fórmulas de financiación de las que a continuación se extractan las que finalmente se han considerado más adecuadas a los objetivos del Plan:

- ***Project Finance***¹⁰

Esta fórmula de financiación viene siendo empleada con normal asiduidad por las entidades financieras en los últimos años y se adapta correctamente a los proyectos de tecnologías maduras, de volumen de inversión medio-alto y demostrada rentabilidad (eólica, minihidráulica). Se trata de extender su aplicación a otras tecnologías de suficiente rentabilidad (biomasa térmica industrial o biocarburantes), que encontrarán su desarrollo en el marco del Plan.

- ***Fondos de inversión***¹¹

El objeto de este fondo de nueva creación será el de tomar participaciones societarias en empresas dedicadas a la producción de energía a partir de recursos renovables.

Si bien la rentabilidad exigida por los fondos de inversión y el coste de gestión del fondo puede representar un cierto inconveniente, se tratará de combinar la participación entre proyectos de diferente rentabilidad de

¹⁰ Financiación basada en la capacidad del proyecto de generar flujos de caja positivos, analizando en profundidad los riesgos del mismo; permite un grado de apalancamiento mayor.

¹¹ Instrumento de ahorro que permite a los particulares un acceso al mercado financiero, de forma que los fondos aportados puedan invertirse en proyectos de renovables.

forma que el efecto resultante sea suficientemente interesante para el inversor.

No obstante, la difusión del fondo para captar inversores deberá aprovechar la finalidad energética-medioambiental de los proyectos de energías renovables y sumarse así a la tendencia actual de ciertos fondos que colocan sus recursos en empresas que, entre otras características, se preocupan por la mejora del medio ambiente.

— **Titulización de derechos de crédito futuros¹²**

Consistente en conseguir financiación respaldada por la corriente futura de flujos de caja generada, por un grupo de activos seleccionados, por un proceso de explotación. Este proceso llevaría aparejado un análisis jurídico y económico adecuado, así como la intervención de agencias de calificación pero sería muy útil para drenar nuevos fondos al sistema que serían nuevamente reinvertidos en proyectos de energías renovables.

— **Sociedades de Capital-Riesgo¹³**

La actividad financiera desarrollada por estas sociedades consiste en proporcionar recursos a medio y largo plazo, pero sin vocación de permanencia ilimitada, a empresas que presentan dificultades para acceder a otras fuentes de financiación.

El objeto de dichas sociedades sería el de financiar proyectos de inversión contemplados en el Plan. La composición de su accionariado puede estar di-

versificada de forma que dé cabida a diferentes entidades, financieras o no, interesadas en la financiación de proyectos de energías renovables que, por su grado de desarrollo e implantación, todavía no tengan facilidad para obtener financiación del mercado, como puede ser el caso de la biomasa en alguna de sus modalidades.

A diferencia del fondo de inversión, la Sociedad de Capital-Riesgo puede distribuir su activo, con las limitaciones establecidas por la legislación vigente, entre la participación en el capital de empresas y la concesión de préstamos participativos.

— **Emisión de bonos garantizados a largo plazo¹⁴**

Esta fórmula puede ser aplicada a la financiación de actuaciones concretas, de elevado volumen de inversión, de rentabilidad alta y largo plazo. Para llevar a cabo una emisión de este tipo se requiere que dos agencias de "rating" analicen el proyecto y su estructura financiera y le otorguen la calificación requerida para que, a su vez, la operación sea garantizada por una compañía de seguros. En definitiva, esta financiación resulta adecuada para instalaciones eólicas y centrales hidroeléctricas de elevada inversión.

— **Préstamos con subvención al tipo de interés¹⁵**

Algunas tecnologías de las contempladas en el Plan, por su escaso grado de desarrollo o por los destinatarios a los que van dirigidas, requieren de elevadas ayudas financieras y, entre ellas, la de eliminar el coste financiero del endeudamiento y que será soportado por

¹² Sociedades Anónimas que invierten sus recursos en financiación temporal a empresas que presentan dificultades para acceder a otras fuentes de financiación.

¹³ Emisiones de bonos con rentabilidad garantizada para el inversor destinados a financiar proyectos concretos de elevada inversión, alta rentabilidad y largo plazo.

¹⁴ Bonificar el tipo de interés de los préstamos para la financiación de proyectos del Plan.

¹⁵

fondos públicos. Entre dichas tecnologías se encuentra la biomasa eléctrica y todas las instalaciones para el aprovechamiento de la energía solar.

Para implantar esta modalidad de financiación, que puede alcanzar a un elevado número de proyectos, se requiere la colaboración de las entidades bancarias, que pueden ser coordinadas por el Instituto de Crédito Oficial (ICO) o la Confederación Española de Cajas de Ahorros (CECA), con las que se suscribirán los correspondientes convenios de colaboración.

— Utilización de productos derivados indexados a índices climáticos

Este sistema aunque no hay que considerarlo como captador de fondos, per-

mitiría utilizar productos derivados de similar estructura a los productos derivados clásicos, pero cubriendo riesgos relacionados con la producción como, la alta o baja temperatura, pluviosidad u otros como si se tratara de un riesgo financiero, lo que redundaría en un mayor confort de los inversores en el mercado de la energía

3.2. Distribución de la financiación ajena

El volumen de la financiación ajena requerido por el Plan se ha cifrado en 1.189.795 Mpta. Dicho importe ha sido obtenido aplicando un porcentaje entre el 75% y el 90% a la inversión, neta de subvenciones, contemplada en el Plan. En la tabla VI.2, se presenta una estimación de la cuantía de cada modalidad de financiación distribuida por tecnologías.

Tabla VI.2.

REPARTO DE FINANCIACIÓN AJENA POR TECNOLOGÍAS (AÑO 2006) (millones de pesetas)

ÁREAS TÉCNICAS	PROJECT FINANCE	FONDO INVERSIÓN	BONOS GARANTIZADOS	PRÉSTAMOS SIN INTERÉS	TOTAL
Minihidráulica <10 MW	26.336	26.335	26.335		79.006
Hidráulica 10-50 MW	6.210	6.210	6.210		18.630
Eólica	363.279	121.093	121.093		605.465
Biomasa térmica industrial	12.927	12.926			25.853
Biomasa térmica doméstica				8.149	8.149
Biomasa eléctrica				180.532	180.532
Biocarburantes	25.184	25.183			50.367
Biogás	4.670	4.669			9.339
Solar térmica individual				22.538	22.538
Solar térmica colectiva				49.974	49.974
Solar termoeléctrica				5.505	5.505
Solar fotovoltaica aislada				9.112	9.112
Solar fotov. conectada >5kW				22.561	22.561
Solar fotov. conectada <5 kW				17.354	17.354
Residuos sólidos	27.565	27.565			55.130
TOTAL	466.171	223.981	153.638	315.725	1.159.516

3.3. Resumen del análisis financiero

En la tabla VI.3 se agrupan los recursos necesarios para financiar las inversiones en equipamientos productivos, destacando que los promotores deben aportar el 21,1%, las entidades financieras el 73,3% y las subvenciones públicas a fondo perdido con el 5,6%.

Tabla VI.3.

**Origen de la financiación de inversiones en equipos productivos
(Años 2006)**

Origen	Importe	%
Promotores	333.979	21,1%
Financiación ajena	1.159.516	73,3%
Subvención a la inversión	88.581	5,6%
TOTAL	1.582.076	100%

(Importes en millones)

4. AYUDAS PÚBLICAS REQUERIDAS POR EL PLAN

El Plan se diseña como un instrumento de la política de incentivación del mercado de las energías renovables con el objetivo de activar todos los mecanismos necesarios de forma que se logre alcanzar un incremento en la participación energética tan importante como el propuesto y, además, se consiga un crecimiento armónico del tejido industrial que

estructure un mercado de las energías renovables creciente y sostenible.

Entre los resortes más utilizados para activar el crecimiento natural del sector, las ayudas públicas de carácter económico son las que han representado históricamente uno de los instrumentos más característicos y visibles de intervención de la Administración. Sin embargo, la nueva orientación de la política energética requiere un paquete completo de legislación, normalización e incentivos económicos que, de manera coordinada, permita alcanzar los objetivos propuestos.

En los capítulos de información especializada por áreas, se ha dibujado el marco del sector, definiendo las necesidades de ayudas públicas y las actuaciones que permitirían un crecimiento armónico.

4.1. Distribución de ayudas públicas

Las conclusiones de esos análisis de necesidades de ayudas por áreas técnicas quedan resumidas en la tabla VI.4, segmentadas en diferentes tramos de activación del sector. Así, las líneas de ayudas propuestas se refieren a: inversión en instalaciones de producción, innovación tecnológica, creación o ampliación de industrias de bienes de equipo, mejora de infraestructuras de acceso a la red, de producción de combustibles, y promoción y seguimiento del Plan.

Tabla VI.4.

Necesidades de ayudas públicas en función del grado de desarrollo, por áreas Técnicas

ÁREAS TÉCNICAS	LÍNEAS DE AYUDA					
	Inversión para la instalación de producción	Innovación tecnológica y demostración	Inversiones en fabricación de bienes de equipo y normalización	Inversiones anexas	Producción de combustibles	Promoción y seguimiento
<i>Minihidráulica</i>	-	+	-	-	-	+
<i>Hidráulica</i>	-	-	-	-	-	+
<i>Eólica</i>	-	++	++	+++	-	++
<i>Biomasa</i>	++	+++	++	++	+++	+++
<i>Biocarburantes</i>	+++	+++	+++	-	-	++
<i>Biogás</i>	++	++	++	+++	-	++
<i>RSU</i>	++	++	++	++	-	+++
<i>Solar Térmica</i>	+++	+	+++	-	-	++
<i>Solar fotovoltaica</i>	+++	+++	+++	-	-	++
<i>Solar termoeléctrica</i>	++	+++	++	+	-	++

- sin apoyo; + mayor o menor intensidad de apoyo

La tabla VI.5 resume las necesidades de subvenciones derivadas del análisis financiero realizado anteriormente y el conjunto de medidas de acompañamiento necesario para completar el esquema de promoción del Plan. Así, se incluye las inversiones en instalaciones de aprovechamiento de recursos renovables e infraestructuras complementarias, de fabricación de bienes de equipo y los recursos económicos para el

Tabla VI.5.

seguimiento del Plan. Ésta estimación de las ayudas económico-financieras necesarias, se totalizan hasta el año 2006. Estas ayudas son la suma de todos las posibles subvenciones, tanto de origen comunitario, como nacional, que se consideran necesarios para la financiación del Plan.

NECESIDADES DE SUBVENCIÓN POR LÍNEAS DE AYUDA (AÑO 2006)
(millones de pesetas)

	Inversión	SUBVENCIONES					
		Subvención a inversiones de producción	Subvención a promoción I+DT	Subvenciones a infraestructuras	Subvenciones a bienes de equipo	Seguimiento	Subvención a la producción de combustibles
PROGRAMAS INVERSIÓN	1.582.076	126.397	60.954	--	--		58.963
MEDIDAS DE ACOMPAÑAMIENTO	107.074	--	--	14.383	6.833	12.383	
TOTAL	1.689.150						
A la Inversión		208.567					
A la Inversión y Seguimiento		220.950					
Total Subvenciones		279.913					

Las subvenciones propuestas se plantean bajo dos formas de actuación diferentes, de acuerdo a la mencionada tabla 5:

- **Subvenciones a la inversión** en equipos e instalaciones de producción (126.397 Mpta en instalaciones comerciales y 60.954 Mpta para proyectos innovadores), así como a la ejecución de infraestructuras anexas (cuyas ayudas están valoradas en 14.383 Mpta) e inversiones en fabricación de bienes de equipo (con ayudas necesarias por valor de 6.833 Mpta), tanto para de ayudas a fondo perdido como para subvenciones al tipo de interés. Estas subvenciones públicas permitirán alcanzar un primer nivel de rentabilidad a la inversión, y totalizan un volumen de 208.567 Mpta, que representan el 10,8% de inversión total.
- **Subvención a la producción** de combustibles, cuyo objeto es incentivar la actividad productora del recurso para ponerlo a disposición del mercado en unos niveles atractivos para el eslabón siguiente, en este caso, el aprovechamiento energético en planta; esta ayuda representa 58.963 Mpta, o el 3,5% de la inversión total.
- Paralelamente, dentro de las **medidas de acompañamiento**, se destaca el programa de difusión y seguimiento con objeto de difundir las tecnologías más modernas y especialmente aquellos que realicen un esfuerzo en el seguimiento de actuaciones que permitan deducir correcciones a lo largo del Plan y cuyos gastos públicos se valoran en 12.383 Mpta, equivalentes al 4,4% de todas las subvenciones propuestas, o el 0,8% de la inversión total movilizada.
- El reparto de subvenciones dedicadas a estas líneas es del 64,7% a fondo perdido y del 35,3% a subvención de interés confirmando, la tendencia de los

últimos años en que disminuyen las subvenciones a fondo perdido.

De esta forma, las subvenciones que se deben aportar al Plan son de 279.913 Mpta, que representan el 16,6%¹⁶, de la inversión total.

4.2. Origen de fondos públicos

Los fondos públicos necesarios para soportar el Plan tienen dos procedencias: nacionales y comunitarios. Sin embargo, entre ambos debe existir una fuerte imbricación para lograr una óptima aplicación. Esta imbricación, en unos casos, se traduce en la cofinanciación de actuaciones y, en otros, en subvenciones a los recursos económicos públicos o privados movilizados por el Plan. En todo caso, el Plan se enmarca directamente dentro de las políticas españolas en la materia, específicamente diseñadas desde el MINER y de las relacionadas con el Marco de Acuerdo Comunitario¹⁷ cuyo próximo período recoge el ámbito temporal 2000-2006.

En relación a los fondos comunitarios, el origen está definido generalmente por la Dirección General que los gestiona. Así, intervendrá la DG XVI¹⁸ para la gestión del fondo estructural FEDER¹⁹ y de Cohesión, relacionados directamente con el desarrollo regional; la DG XVII²⁰ para aquellas acciones relacionadas con el desarrollo tecnológico y su implementación en el mercado que, junto con la DG XII²¹ para la investigación y desarrollo o la innovación tecnológica, gestionarán actuaciones a través del V Programa Marco o de programas específicos.

¹⁶ Históricamente las ayudas públicas han estado situadas en una banda similar a la propuesta.

¹⁷ Actualmente en fase de definición con la elaboración de Planes de Desarrollo Regional (PDR).

¹⁸ Dirección General de Política Regional.

¹⁹ Fondo Europeo para el Desarrollo Regional.

²⁰ Dirección General de la Energía.

²¹ Dirección General de Ciencia, Investigación y Desarrollo.

cos como el SINERGY o el ALTENER; la DG VI²², que gestiona el Fondo Europeo de Orientación y Garantía Agraria (FEOGA-O), relacionado con las mejoras de infraestructuras agrarias y forestales; y la DG V²³, que gestiona el Fondo Social Europeo (FSE).

Sin embargo, existen otras líneas que utilizan fondos con carácter no exclusivo y que apoyan inversiones que afectan a la promoción del mercado de las renovables, a través de la creación de nuevas empresas de fabricación de bienes de equipo, como el POIR²⁴; o determinados instrumentos de intervención, como las Subvenciones Globales del CDTI²⁵ y del ICO; o Programas Operativos con un objetivo más definido como el POMAL²⁶ e, incluso, fondos para financiación de Grandes Proyectos (desaladoras, gasoductos, etc.).

En relación al diseño o identificación de líneas nacionales de apoyo a las renovables, la Administración española dispone de distintas líneas con origen en diversos órganos competenciales: Administración General del Estado, Autonómica y Local.

Los mecanismos de integración de ayudas en el caso de la UE suelen revestir la forma de cofinanciación de ayudas nacionales. El sistema seguido para la gestión de este tipo de ayudas se basa en diferentes instrumentos de gestión: la encomienda de la misma a un organismo especializado; la designación de un organismo intermediario para la ejecución del programa; o bien, la gestión en el propio Organismo origen.

Sin embargo, dada la complejidad de la Administración española, especialmente estructurada por sectores de actividad económica y territorial, y la amplitud de variables que afectan al mercado de las renovables, se hace necesaria la creación o adaptación de entes gestores especializados en la aplicación óptima y coordinada de recursos, a los que, además de proponerles como objetivo la gestión óptima de recursos, se les señale el objetivo de la coordinación de diversos instrumentos.

Así, la asignación de labores de gestión a entes especializados en la gestión de fondos públicos aplicados al segmento energético de las renovables, con equipos humanos y técnicos avanzados, tales como el IDAE o determinados Entes territoriales, se convierte en una necesidad en ésta cada vez más mallada red de incentivos²⁷.

4.2.1- Fondos nacionales

Un repaso a la política de ayudas a las renovables en la última década permite diseñar mecanismos e instrumentos que han demostrado su capacidad de incentivo y adaptación al medio de las renovables y deben ser el soporte del Plan. Así, cabe señalar las siguientes líneas:

- *Órdenes Ministeriales PAEE*, de subvenciones a fondo perdido, cuyo objetivo ha sido la promoción de la *Eficiencia Energética* y las *Energías Renovables* a través de proyectos de bajo riesgo tecnológico, es decir, con una base comercial importante y que solamente necesitaban de un cierto nivel de apoyo para alcanzar un mínimo umbral de rentabilidad.

²² Dirección General de Agricultura.

²³ Dirección General de Empleo, Relaciones Laborales y Asuntos Sociales.

²⁴ Plan Operativo de Incentivos Regionales.

²⁵ Centro para el Desarrollo Tecnológico e Industrial.

²⁶ Plan Operativo de Medio Ambiente Local.

²⁷ El Instituto Español de Fomento Industrial dispone de un Sistema de Asesor de Subvenciones, con más de 1.500 líneas de subvención.

- De forma lateral, otros programas del MINER han materializado actuaciones en energías renovables como el PITMA²⁸, o el programa TEIDE²⁹, la promoción tecnológica del CDTI, permitiendo movilizar ciertas actuaciones en el campo de la innovación tecnológica.
- En ese mismo campo de la innovación, debe anotarse el importe esfuerzo realizado por la red de institutos ligados al sector de las renovables, cuyos presupuestos han sido orientados a la mejora del tejido industrial y tecnológico: IER-CIEMAT, IES-UPM, ITER-CIT, ITC, CENTER, etc.
- La utilización de instrumentos como la FPT³⁰ del IDAE, cuyos buenos resultados alcanzados en eficiencia energética han permitido su extensión a las renovables; o la aglutinación de intereses y esfuerzos creando empresas de explotación y comercialización de diversos recursos renovables.
- En el ámbito de las competencias autonómicas, los presupuestos propios de éstas han ido desarrollando y aplicando fondos regionales en cantidades crecientes a medida que se han ido identificando actividades paralelas, que animan al mercado tanto de inversiones en equipos como al de promoción de empleo y a la actividad económica general.
- Igualmente, los Entes Locales están aplicando de forma general, acompañados o no con fondos estructurales o con otros recursos públicos e incluso privados, recursos económicos en la lí-

nea de utilización de recursos renovables.

En este marco actual, y con el fin de proporcionar los necesarios recursos públicos nacionales, tanto en lo referente a las distintas líneas de actuación propuestas, como a la necesaria cofinanciación de los gastos públicos con fondos nacionales y comunitarios, se definen las siguientes líneas de apoyo:

- Potenciar al IDAE como instrumento de la política de promoción de las energías renovables, proponiendo, adoptando y ejecutando diferentes proyectos y actividades en relación, tanto con todas las Administraciones Públicas involucradas en el proceso, como con las entidades financieras y el conjunto de empresas relacionadas con ellas. Para ello continuará y desarrollará nuevos instrumentos de financiación como el de la FPT; aglutinará intereses y esfuerzos alrededor de empresas de explotación; y, propondrá el esquema de subvención de tipos de interés que permita completar o activar el incentivo logrado por otras líneas, haciendo atractivas las inversiones. Así mismo, llevará a cabo acciones de promoción y difusión.
- Continuar y focalizar la política del CDTI en relación a la activación de la investigación y desarrollo tecnológico en el campo de las energías renovables, completando sectores o segmentos del mercado que no puedan ser atendidos por la línea de innovación tecnológica específica que se crea alrededor del Plan. Así, su intervención se centrará en aquellas tecnologías que requieran un alto esfuerzo de innovación, recogiendo incluso acciones en I+D. Estas actuaciones estarán espe-

²⁸ Plan de Innovación Tecnológica Medio Ambiente.

²⁹ Programa Tecnológico de Investigación y Desarrollo Tecnológico

³⁰ Financiación Por Terceros.

cialmente incentivadas en la próxima Ley de Innovación Tecnológica.

- Aumentar y priorizar el esfuerzo de I+D de aquellos institutos como el CIEMAT y otros, soportados por recursos públicos, dirigiendo los esfuerzos para impulsar y acelerar el desarrollo de aquellas tecnologías con proyección comercial en el horizonte del Plan.
- Definir, en el próximo Plan Nacional de I+D, y en el cual se creará una línea en energía, acciones específicas encaminadas a la mejora de equipos humanos e infraestructuras especialmente dedicadas o relativas a las renovables.
- Proponer acciones de intensificación de los fondos dedicados por las CC.AA a la subvención a fondo perdido de este tipo de energías, basadas en el efecto multiplicador que sobre las economías regionales producen actuaciones en este campo.
- Sensibilizar a los Entes Locales en la aplicación y beneficios inducidos que el uso de las renovables pueden suponer en la activación de las estructuras económicas locales.
- Activar políticas que induzcan el enriquecimiento del tejido industrial soportados en el próximo Plan de Innovación Industrial del MINER, y la capacidad exportadora de los fabricantes de bienes de equipo, a través de organismos especializados en la apertura de mercados tales como el ICEX³¹ o Cámaras de Comercio e Industria, que amplíen el mercado interno mejorando la competitividad general del sector.

Como se ha apuntado, estas medidas propuestas deben ser potenciadas y acompañadas de los fondos de origen comunitario,

por lo que la coordinación entre ambos es imprescindible si quiere lograrse una optimización de los recursos públicos disponibles.

4.2.2.- Fondos europeos

Desde la entrada en la UE la imbricación de las políticas nacionales y las comunitarias ha ido estableciendo relaciones de sintonía que han permitido avanzar de forma decidida en el desarrollo de las energías renovables. Así, las acciones promovidas a través de los Proyectos de Demostación³² y el THERMIE³³, en el campo de la innovación tecnológica; la fuerte movilización de proyectos activados a través del programa VALOREN³⁴ y la Subvención global FEDER-IDAE³⁵; las recientes directivas de impulso de las renovables o el Libro Blanco, han producido un fuerte efecto dinamizador en todos los Estados Miembros y están provocando la maduración de políticas convergentes que permitirán alcanzar un desarrollo decidido y sustancial de la oferta de renovables.

De forma concreta, los fondos que el Plan propone activar en la próxima generación de programas que se diseñan en la actualidad con el fin de financiar actuaciones conjuntas con las dotaciones nacionales, y que con carácter indicativo se proponen en los cuadros de financiación, así como la tipología de acciones asignadas a cada uno de ellos, deberían seguir un esquema similar al siguiente:

³² Promovidos por la DG XVII, en relación a las tecnologías en fase de I+DT, 1986-1991.

³³ THERMIE, programa de la DGXVII sobre tecnologías energéticas innovadoras (IV Programa Marco)

³⁴ Programa de valorización energética de recursos endógenos, cofinanciado por la DG XVI

³⁵ Incluido en el Marco de Acuerdo Comunitario 1994-1999, en la línea de energía y medio ambiente.

³¹ Instituto Español de Comercio Exterior.

- *FEDER*, diseñado para financiar políticas de desarrollo económico de ámbito regional, ha demostrado hasta ahora su efectividad en la promoción de las renovables como instrumento de movilización de los recursos autóctonos. Así, el *VALOREN* significó un ascenso significativo de las renovables, especialmente en España o la Subvención Global *FEDER-IDAE*, en la que se introdujo, además de las subvenciones a fondo perdido, una línea de financiación de PYMES³⁶ que recogía la madurez de algunas tecnologías, desplazando parcialmente un tipo de ayudas por otro y potenciando la capacidad de incentivo de los recursos públicos.

Además, destacan las actuaciones que el *FEDER* realiza a través de otros instrumentos como lo programas operativos, subvenciones globales y grandes proyectos, que tienen actuaciones no específicas, pero sí importantes, en la promoción de las renovables. Entre ellas, se destacan las siguientes:

- Subvención Global *FEDER-CDTI*, que financia proyectos de desarrollo tecnológico en los que se incluyen acciones en el campo de las renovables.
- *POIR*, especialmente dedicado a incrementar la capacidad productiva de equipos y que representa un instrumento destacable en la promoción de fabricación de equipos para las renovables.
- Subvención global *FEDER-ICO*, como instrumento de ayuda a la financiación de inversiones pro-

ductivas, que se ha aplicado en algún caso a las renovables.

- Plan Operativo de Infraestructura Científica, que ha tenido repercusiones en el ámbito de los laboratorios de investigación públicos.
- En la línea de mejora del medio ambiente el *POMAL* y de desarrollo local el *POL*, destacan por el uso de algunas tecnologías con aprovechamientos energéticos renovables. Toda esta experiencia se orienta hacia los nuevos objetivos propuestos en el Plan, requirieron una significativa participación de este fondo.

- El *Fondo de Cohesión*, creado en 1994, interviene sobre el conjunto del territorio español en dos tipos de actuaciones relacionadas con el medio ambiente y las infraestructuras de transporte. De acuerdo con las directivas europeas sobre el medio ambiente, el Fondo da prioridad a proyectos de aprovisionamiento de agua potable, de tratamiento de aguas y de eliminación de residuos sólidos. Son asimismo elegibles, proyectos de reforestación, de control de la erosión y de preservación de la naturaleza. Algunas actuaciones en el período anterior pueden enmarcarse en la promoción de las renovables por su carácter de mejora intrínseca del medio ambiente.

Sin embargo, en el nuevo período se está definiendo un escenario de acciones³⁷ más amplio que recoja actuaciones sobre competitividad regional potenciando para ello las condiciones

³⁶ La financiación que se oferta para renovables es de MIBOR-3%, con el límite del IPC.

³⁷ Tal como reza en el Proyecto de Directrices: "Los fondos estructurales y su coordinación con el fondo de cohesión" (2.2.99).

base para un crecimiento del empleo y en las que las renovables han demostrado una alta eficacia.

Por ello, a este Fondo se le concede una fuerte implicación en el esquema de financiación de ayudas del Plan.

- El *Quinto Programa Marco (V PM)*³⁸ 1998-2002 es un instrumento de la política energética que señala las bases y prioridades de las actividades de investigación, desarrollo tecnológico y demostración (IDT+D) financiables por la Unión Europea durante el periodo 1999-2003. El anterior IV PM, en el campo energético, promovió a través de THERMIE acciones de demostración de tecnologías renovables emergentes con una importante repercusión. Además, es necesario anotar el importante efecto que sobre la promoción y barreras realizan los programas ALTERNER o SYNERGY.
- El *FEOGA*³⁹-Orientación es uno de los grandes instrumentos financieros con los que la UE aplica sus políticas estructurales en agricultura y desarrollo rural. A lo largo de nuestra historia comunitaria estos fondos han representando una línea de incentivos en los que las renovables han aparecido de forma continua, aunque en actuaciones marginales (bombeos, electrificación, residuos forestales, etc.).

Sin embargo, en el esquema financiero del Plan, este Fondo, se destaca como instrumento de apertura de nuevos mercados para la agricultura y las

explotaciones forestales, de nuevas oportunidades al sector que permiten una visión más sostenible para el medio rural. Así, los programas agroenergéticos, aunque representan una tendencia a la intensificación, la búsqueda de beneficios marginales, la concentración y la especialización de la agricultura, también producen una oportunidad de búsqueda del nuevo equilibrio que se busca entre la agricultura, la industria y el medio ambiente.

Así, dentro del nuevo período de programación de la UE para los años 2000-2006, tanto el Plan de Desarrollo Regional español (PDR) a realizar por las autoridades competentes, como el Marco de Apoyo Comunitario (MAC) de la UE, en el que se fijarán las asignaciones de los Fondos Estructurales y de Cohesión destinados a España en los distintos ejes prioritarios, serán instrumentos clave en la definición de los recursos, aportados por los fondos tanto de origen estatal como de origen comunitario para llevar a cabo este Plan de Fomento.

En suma, la nueva generación de intervenciones y programas que se diseñan en la actualidad para instrumentar los fondos del MAC 2000-2006, deben contemplar en toda su dimensión los aspectos especialmente atractivos del Plan de Fomento de las Energías Renovables, en especial aquellos aspectos relacionados con el medio ambiente, el desarrollo regional y la creación de nuevas oportunidades en la agricultura y la promoción del empleo.

Por todo ello, debe entenderse el carácter provisional de los fondos propuestos en este Plan tanto nacionales como comunitarios al estar enmarcados en políticas más amplias.

³⁸ Dentro del V PM se diseña la línea de "Energía, Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible" y, dentro de él, el área de energía promueve acciones buscando un incremento de la competitividad de la industria en Europa. El presupuesto global de este área es de 1.042 Meuros.

³⁹ Fondo Europeo de Orientación y Garantía Agraria

4.3. Líneas de subvención

De acuerdo a los objetivos del Plan basados en alcanzar unos niveles de penetración importantes en la oferta energética y en el diseño de un marco de desarrollo armónico que produzca el efecto esperado sobre un mercado con futuro y por tanto sostenible, se exponen las líneas de aplicación a las que se propone dedicar los diferentes fondos asignados al Plan y que se recogen en la tabla VI.6. Así, se establecen:

- Ayudas a la inversión en equipos de captación o transformación de las energías renovables que hagan atractivas las inversiones en un primer escalamiento de incentivo. El tipo concreto de ayuda y los porcentajes necesarios para hacer atractivas las inversiones ha sido analizado en el estudio financiero, el cual ha tratado de buscar la combinación más equilibrada entre todas las medidas disponibles (subvenciones a fondo perdido, subvención de intereses, primas de venta en el mercado, incentivos fiscales, etc.). Entre todas ellas las modalidades de ayudas a la inversión representan uno de los instrumentos más directos, pero no el único, como se ha mencionado, y que, además, su efectividad se encuentra ligada a la aplicación simultánea con otras medidas.
- La existencia de una relación directa entre la rentabilidad de las tecnologías y la capacidad del sector de mejorar los precios de los equipos o la disponibilidad de los mismos, está íntimamente ligada a la capacidad del sector de llevar adelante planes de innovación tecnológica; a su vez, la dimensión del mercado marca la capacidad de llevar adelante dichos planes. Por esta razón se dedicará un volumen creciente de recursos públicos para impulsar acciones en este campo de la innovación.
- El mercado de las renovables se caracteriza por un reducido número de actores ligados al mismo; entre ellos, los fabricantes y suministradores de bienes de equipos, están muy ligados a la capacidad de oferta de equipos y a la calidad de los suministros. Como consecuencia de la importante apuesta que se plantea en el Plan, este segmento del mercado requiere un cambio drástico en su dimensión, en su estructura comercial, en su capacidad técnica, financiera, etc., por cuya razón se propone una línea de ayudas específica que permita alcanzar una oferta en términos de cantidad y calidad homologable a otros sectores industriales.
- La necesidad de iniciar una opción agroenergética que cree un soporte demostrativo, requiere una línea específica de ayuda para ofrecer unos precios de combustibles competitivos y hacer atractivo su aprovechamiento energético.
- La aparición de importantes insuficiencias en determinadas infraestructuras necesarias a la hora de evacuar (eléctrica) o extraer (biomasa) los recursos energéticos, hacen necesario diseñar una línea de ayudas que impulse su ejecución o ampliación en paralelo con las inversiones específicas del sector de renovables.
- Por último, las medidas de acompañamiento, como son las acciones de promoción y seguimiento, tienen un valor de aseguramiento de objetivos y son la base para el análisis de desviaciones, dando lugar a la toma de decisiones sobre los necesarios cambios de estrategia a lo largo del periodo del Plan.

4.4. Cuantificación de las subvenciones

Todas estas medidas han sido recogidas en la mencionada tabla VI.6, donde se ha propuesto una distribución de fondos por líneas de aplicación, expuestas en el punto anterior y por origen según sea su adscripción a un Programa Comunitario o Nacional en el período 1999-2006.

De la mencionada tabla, se deducen los siguientes resultados:

- La cofinanciación de la administración general del Estado es de 47.850 Mpta en todo el periodo, que significa una aportación media anual de 6.836 Mpta y que representa el 17,1% de aportación pública en subvenciones al Plan
- La contribución regional al Plan será de 16.500 Mpta, que significa una aportación media anual de 2.357 Mpta, representa una participación del 5,9%, sobre la subvención total inmovilizada.
- Los Entes Locales aportan 11.845 Mpta, esto es, una media anual de 1.692 Mpta/año y representa una participación del 4,2%.
- La participación total española significa 76.195 Mpta, con un fondo anual de 10.885 Mpta, y una participación del 27,2%.
- Por su parte, la aportación de la UE significa unos fondos totales aplicados a este Plan multiprograma de 203.718 Mpta, equivalentes a una aportación de 29.102 Mpta anuales, por lo que el volumen de fondos requeridos significa el 72,8% de las subvenciones totales al Plan. Esta ayuda representa en términos relativos al MAC 2000-2006 (estructurales y cohesión), el 2,2%.
- En esta financiación por fondos, los de Cohesión significan el 35,7%; los FEDER el 48,9%, el FEOGA-O, significan el 4,8%; el FSE el 1,8%; y, el V Programa Marco el 8,8% de todas las subvenciones aportadas al Plan.
- En relación al reparto por líneas de aplicación, las subvenciones a inversiones en explotación representan el 45,2%; para I+DT la dedicación es del 21,8%; las aportaciones a la generación de combustibles significan 21,1%; las subvenciones a la fabricación de bienes de equipo representan el 2,4%; las ayudas para infraestructura el 5,1%; y, los gastos de promoción y reparto el 4,4%.

TABLA VI.6:

ORIGEN Y APLICACIÓN DE FONDOS PÚBLICOS DEL PLAN DE FOMENTO

MARCOS COMUNITARIOS	PROGRAMAS	ORIGEN PRE-SUPUESTARIO	LINEAS DE APLICACIÓN						PROMOCIÓN Y SEGUIMIENTO	TOTAL	TOTALES			
			SUBVENCIONES A LA INVERSIÓN		SUBVENCIONES A LA PRODUCCIÓN DE COMBUSTIBLES	SUBVENCIONES A INVERSIONES ANEXAS								
			IINVERSIONES EXPLORACIÓN RENOVABLES	INNOVACIÓN Y DESARROLLO TECNOLÓGICO		FABRICACIÓN BIENES DE EQUIPO	INFRAESTRUCTURAS							
FONDOS DE COHESIÓN	ENERGÍAS RENOVABLES	NACIONAL	7.200		1.500		1.000	300	10.000	100.000				
		REGIONAL	4.320		900		600	180	6.000					
		LOCAL	2.880		600		400	120	4.000					
		COMUNITARIA	57.600		12.000		8.000	2.400	80.000					
FONDOS FEDER	PROGRAMA OPERATIVO IDAE	NACIONAL	6.563	11.197			615	375	18.750	62.497				
		COMUNITARIA	15.314	26.123			1.435	875	43.747					
	PROGRAMAS OPERATIVOS NO ESPECÍFICOS	NACIONAL		440	2.000	1.360		200	4.000	74.483				
		REGIONAL	4.000		5.500		500	500	10.500					
		LOCAL	5.756		2.089				7.845					
		COMUNITARIA	22.764	1.027	22.374	3.173	1.167	1.633	52.138					
FEOGA-O	PROGRAMAS OPERATIVOS NO ESPECÍFICAS	NACIONAL		200	3.600		200		4.000	13.333				
		COMUNITARIA		467	8.400		466		9.333					
FONDO SOCIAL	PROGRAMAS OPERATIVOS O SG NO ESPECÍFICAS	NACIONAL						1.500	1.500	5.000				
		COMUNITARIA						3.500	3.500					
V PROGRAMA MARCO Y OTROS	I+D ENERGÍA E INNOVACIÓN INDUSTRIAL	NACIONAL		7.000		2.300		300	9.600	10.000				
	ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE	COMUNITARIA		14.500				500	15.000					
		TOTAL	126.397	60.954	58.963	6.833	14.383	12.383		279.913				
			187.351	246.314										
								ESPAÑA	UNIÓN EUROPEA					
								NACIONAL	47.850	127.934	175.784			
								REGIONAL	16.500	44.115	60.615			
								LOCAL	11.845	31.669	43.514			
								TOTALES	76.195	203.718	279.913			

5. CONCLUSIONES

Como resultado global del análisis económico-financiero efectuado, se resumen los datos más importantes y significativas del mismo que se recogen gráficamente en la tabla 7, y son:

- El volumen de inversiones propuestas por el Plan representa un salto cuantitativo muy importante³⁹ respecto a la evolución de la inversión realizada en los últimos años.
- Se establecen unos objetivos energéticos, en términos de energía primaria, al año 2010 de 9.525.038 tep, para los que se ha previsto una inversión en instalaciones de aprovechamiento de recursos renovables, en una primera fase al 2006, alcanzando en ese momento el 50,4% de los objetivos energéticos del Plan.
- La inversión a realizar hasta el 2006 en equipos productivos será de 1.582.076 Mpta, que representará el 64,5% del Plan.
- Adicionalmente, se prevén unas inversiones de 107.074 Mpta en relación a la mejora de infraestructuras, de inversiones en industrias de bienes de equipo y en gestiones de promoción y seguimiento del Plan, con el fin de configurar el deseado tejido industrial y comercial.
- La financiación de las inversiones requeridas hasta el año 2006 se obtendrán bajo el siguiente esquema: recursos propios de promotor 21,1%, financiación ajena 73,3% y las subvenciones a la inversión el 5,6%.

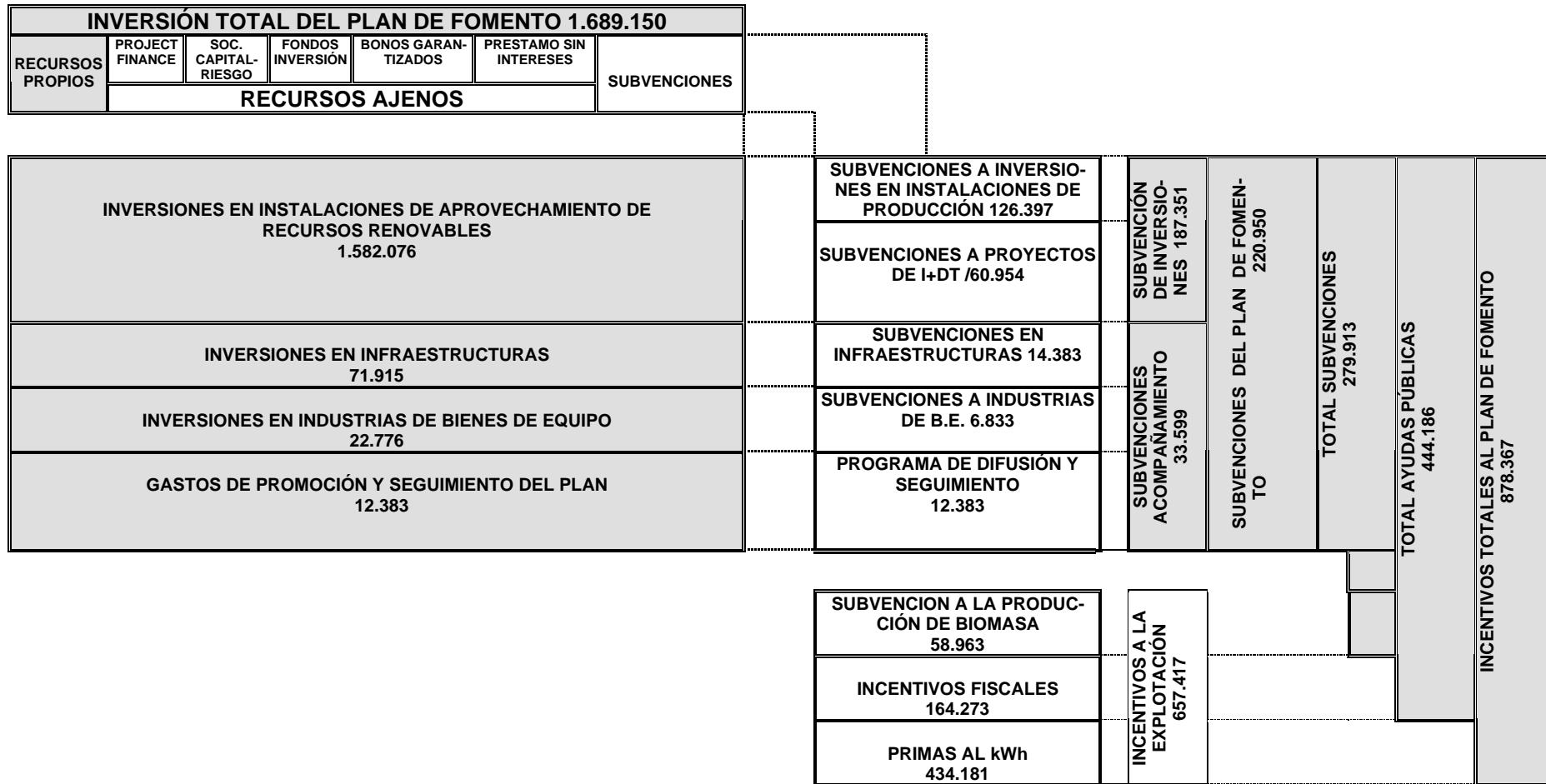
³⁹ La evolución de la inversión ha experimentado un fuerte ascenso a partir de 1996 con la entrada de las grandes inversiones eólicas alcanzando en 1997, 45.000 Mpta y en 1998 una inversión prevista de unos 80.000 Mpta

- Las subvenciones públicas a las inversiones totalizan 220.950 Mpta y en subvenciones a la explotación de producción de biomasa se requieren adicionalmente 58.963 Mpta; por lo que el total de subvenciones públicas a movilizar será de 279.913 Mpta
- Adicionalmente, el Plan requiere de unos incentivos fiscales de 164.273 Mpta, por lo que el total de ayudas públicas a generar es de 444.186 Mpta, que significan el 28,1% sobre las inversiones totales
- Además de todas las ayudas públicas orientadas al Plan, es necesario anotar los incentivos adicionales a la movilización de inversiones que significan las primas a la producción eléctrica hasta el 2006 que representarán 434.181 Mpta y que son aportados vía tarifas.
- Por todo ello, los incentivos totales que el Plan de Fomento propone hasta el 2006 representan 878.367 Mpta, con orígenes diversos: subvenciones 279.913 Mpta (31,9%), incentivos fiscales 164.273 Mpta (18,7%) y primas a la producción eléctrica por valor de 434.181 Mpta (49,4%). Respecto al total de inversiones materiales movilizadas de 1.689.150 Mpta los incentivos totales aportados significan el 52%.
- Es de destacar que los datos económico-financieros del presente Plan se han valorado hasta el años 2006, dado que el nuevo Marco de Acuerdo Comunitario está referido al ámbito temporal 2000-2006. Es necesario realizar una nueva previsión en el año 2004 que permita fijar los datos económicos y financieros en el horizonte 2006-2010. Para ello, será fundamental disponer de la mejor información sobre nivel de ejecución del Plan a través de un exhaustivo seguimiento (ver capítulo 9)

PLAN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

TABLA VI.7

ESQUEMA DE FINANCIACIÓN DEL PLAN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES (Mpta)



ANEXO A

**ANÁLISIS ECONÓMICO DE PROYECTOS TIPO,
POR TECNOLOGÍAS**

ÁREA TECNOLÓGICA:	HIDRÁULICA
APLICACION:	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:	720 MW
• GENERACION ELÉCTRICA:	2.232 GWh/año
• ENERGÍA PRIMARIA EQUIVALENTE:	191.952 tep/año

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:

Se ha considerado un proyecto de minicentral hidroeléctrica de mediana potencia y utilización:

• Potencia:	5.000 kW
• Ratio de inversión:	200.000 pta/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:	1,94 pta/kWh (evolución con IPC)
• Precio de venta (pta/año 1999):	11,2 pta/kWh (evolución con índice de precios energéticos)

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:	mantenimiento de la situación actual (5,45 pta/kWh)
• Subvención al tipo de interés:	no precisa

INCENTIVOS FISCALES:

- No se contemplan

FORMAS DE FINANCIACIÓN APLICABLE:

- *Project Finance*, Fondo de Inversión y Bonos Garantizados.

ÁREA TECNOLÓGICA:	HIDRÁULICA
APLICACION:	Centrales hidroeléctricas de potencia entre 10 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: 350 MW
- GENERACION ELECTRICA: 700 GWh/año
- ENERGÍA PRIMARIA EQUIVALENTE: 60.200 tep/año

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:

Se ha considerado un proyecto de central hidráulica de pie de presa con capacidad de regulación y pocas horas de funcionamiento:

- Potencia: 20.000 kW
- Ratio de inversión: 100.000 pta/kW (evolución con IPC)
- Período de ejecución: 2 años
- Horas de funcionamiento equivalente: 2.000 horas/año
- Vida útil: 25 años
- Canon hidráulico: 2,0 pta/kWh
- Gastos Operación y Mantenimiento: 0,75 pta/kWh (evolución con IPC)
- Precio de venta (pta/año 1999): 9,47 pta/kWh (evolución con IPC energético)

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: mantenimiento de la situación actual (4,09 pta/kWh) para proyectos de 20 MW
- Subvención al tipo de interés: no precisa

INCENTIVOS FISCALES:

- No se contemplan

FORMAS DE FINANCIACIÓN APLICABLE:

- *Project Finance*, Fondo de Inversión y Bonos Garantizados

ÁREA TECNOLÓGICA:	EÓLICA
APLICACIÓN:	Parques eólicos

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: 8.140 MW
- GENERACIÓN ELÉCTRICA: 19.536 GWh/ano
- ENERGÍA PRIMARIA EQUIVALENTE: 1.680.096 tep/año

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:

Se ha considerado un proyecto de parque eólico de mediana potencia y un número de horas de funcionamiento adecuado a la media de potencial eólico en España:

- Potencia: 15.000 kW
- Ratio de inversión: 145.000 pta/kW (disminución de los costes de inversión en términos corrientes hasta alcanzar 130.000.-pta/kW al final del período)
- Período de ejecución: 1 años
- Horas de funcionamiento equivalente: 2.400 horas/año
- Vida útil: 20 años
- Gastos Operación y Mantenimiento: 2,24 pta/kWh (evolución con IPC)
- Precio de venta (pta/año 1999): 11,02 pta/kWh (evolución con IPC energético)

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: mantenimiento de la situación actual (5,26 pta/kWh)
- Subvención al tipo de interés: no precisa

INCENTIVOS FISCALES:

- No se contemplan.

FORMAS DE FINANCIACIÓN APLICABLE:

- *Project Finance*, Fondo de Inversión y Bonos Garantizados

PLAN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

ÁREA TECNOLÓGICA:	BIOMASA
APLICACIÓN:	Térmica Industrial

Se trata de una aplicación económicamente viable con recursos propios que precisa de incentivos especiales para fomentar su uso y mejorar la competitividad respecto al uso de otro tipo de combustible.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS:

- ENERGÍA TÉRMICA EQUIVALENTE:
(datos en tep/año)

Tipo de combustible		
Residuos Industriales	Residuos Forestales Y Agrícolas	Cultivos Energéticos
180.000	670.000	0
850.000		

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:

Se considera un proyecto de generación térmica con una caldera que utiliza la biomasa como combustible, para generar 10 t/h de vapor saturado:

- Potencia Neta: 5.732.000 kcal/h
- Ratio de inversión: 12 pta/kcal/h (evolución con IPC)
- Período de ejecución: 0,5 años
- Horas de funcionamiento equivalente: 1.600 horas/año
- Vida útil: 20 años
- Gastos Operación y Mantenimiento: 20.910 pta/tep (evolución con IPC)
- Precio de venta equivalente (pta/año 1999-costes sustituidos): 31.429 pta/tep (evolución con IPC energético)

DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN PRECISA:

Tipo de combustible			
	Residuos Industriales	Residuos Forestales y Agrícolas	Cultivos Energéticos
Promotor	20%	40%	-
Financiación Ajena	80%	60% (*)	-
Subvención	0%	0%	-

(*) Interés subvencionado

PLAN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

APOYOS A LA EXPLOTACIÓN:

- Prima sobre el precio de mercado: no procede
- Subvención al tipo de interés: no precisa
- Subvención a la producción de combustible:

	Tipo de combustible		
	Residuos Industriales	Residuos Forestales y Agrícolas	Cultivos Energéticos
Subvención a la producción de combustible	-	0,4 pta/te	0,6 pta/te
Subvención a limpieza de montes	-	50.000 pta/Ha (150.000 Ha previstos)	-
Subvención a inversión en Maquinaria de Transformación	-	20% s/inversión (Inversión prevista: 36.000 Mpta)	20% s/inversión (Inversión prevista: 24.000 Mpta)

INCENTIVOS FISCALES:

- Desgravación fiscal equivalente al 10% de la inversión

FORMAS DE FINANCIACIÓN APLICABLE:

- *Project Finance*, Fondo de Inversión.

ÁREA TECNOLÓGICA: BIOMASA

APLICACIÓN: Térmica Doméstica (distribución de calor)

El desarrollo de este tipo de aplicación no es viable económicamente en las condiciones actuales, dada la escasa utilización (en horas equivalentes) que tiene. Precisa de todo tipo de apoyos públicos para fomentar su utilización.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS:

- ENERGÍA TÉRMICA EQUIVALENTE:

(datos en Tep/año)

Tipo de combustible		
Residuos Industriales	Residuos Forestales Y Agrícolas	Cultivos Energéticos
20.000	30.000	0
50.000		

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:

Como proyecto tipo se considera el aprovechamiento de residuos forestales y agrícolas para la generación de energía térmica con destino a calefacción de aproximadamente 200 usuarios.

- Potencia Neta: 2.394.000 kcal/h
- Ratio de inversión: 46,6 pta/kcal/h (evolución con IPC)
- Período de ejecución: 1 año
- Horas de funcionamiento equivalente: 820 horas/año
- Vida útil: 20 años
- Gastos Operación y Mantenimiento: 48.336 pta/tep (evolución con IPC)
- Precio de venta equivalente (pta /año 1999-costes sustituidos): 69.321 pta/tep (evolución con IPC energético)

DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN PRECISA:

Tipo de combustible		
Residuos Industriales	Residuos Forestales y Agrícolas	Cultivos Energéticos
Promotor	10%	10%
Financiación Ajena	50% (*)	40% (*)
Subvención	40%	50%

(*) Interés subvencionado

APOYOS A LA EXPLOTACIÓN:

- Prima sobre el precio de mercado: no procede
- Subvención al tipo de interés: pago de la totalidad de los intereses de financiación ajena
- Subvención a la producción de combustible:

	Tipo de combustible		
	Residuos Industriales	Residuos Forestales y Agrícolas	Cultivos Energéticos
Subvención a la producción de combustible	-	0,4 pta/te	0,6 pta/te
Subvención a limpieza de montes	-	50.000 pta/Ha (150.000 Ha previstos)	-
Subvención a inversión en Maquinaria de Transformación	-	20% s/inversión (Inversión prevista: 36.000 Mpta)	20% s/inversión (Inversión prevista: 24.000 Mpta)

INCENTIVOS FISCALES:

- Desgravación fiscal equivalente al 10% de la inversión acometida

FORMAS DE FINANCIACIÓN APPLICABLE:

- Préstamo subvencionado

ÁREA TECNOLÓGICA: BIOMASA

APLICACIÓN: Generación Eléctrica

El desarrollo de este tipo de aplicación no es viable económicamente. En la situación actual precisa de apoyos públicos a la inversión y a la explotación de las plantas (primas) así como de apoyos a la producción de combustibles (cultivos energéticos) para conseguir que el precio sea competitivo.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS:

Tipo de combustible utilizado		
Residuos Industriales	Residuos Forestales y Agrícolas	Cultivos Energéticos
300.000	1.450.000	3.350.000
(5.100.000 tep / 11.913 GWh/año / 1.708 MW)		

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:

El proyecto considerado es el aprovechamiento de residuos forestales, agrícolas y de cultivos energéticos para la generación de energía eléctrica para verter a la red de distribución con una planta de mediana potencia:

- Potencia Neta: 5.000 kW
- Ratio de inversión: 240.000 pta/kW (evolución con IPC)
- Período de ejecución: 1 año
- Horas de funcionamiento equivalente: 6.975 horas/año
- Vida útil: 20 años
- Gastos Operación y Mantenimiento: 8,68 pta/kWh (evolución con IPC)
- Precio de venta (pta/ año 1999): 10,46 pta/kWh (evolución con IPC energético)

DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN PRECISA:

Tipo de combustible		
Residuos Industriales	Residuos Forestales y Agrícolas	Cultivos Energéticos
Promotor	30%	20%
Financiación Ajena	70% (*)	70% (*)
Subvención	0%	10%

(*) Interés subvencionado.

APOYOS A LA EXPLOTACIÓN:

- Prima sobre el precio de mercado: se precisa de un incremento de los niveles de la prima actual hasta alcanzar un precio fijo de 11,17 pta/kWh
- Subvención al tipo de interés: pago de los intereses correspondientes a la financiación ajena

PLAN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

- Subvención a la producción de combustible:

	Tipo de combustible		
	Residuos Industriales	Residuos Forestales y Agrícolas	Cultivos Energéticos
Subvención a la producción de combustible	-	0,4 pta/te	0,6 pta/te
Subvención a limpieza de montes	-	50.000 pta/Ha (150.000 Ha previstos)	-
Subvención a inversión en Maquinaria de Transformación	-	20% s/inversión (Inversión prevista: 36.000 Mpta)	20% s/inversión (Inversión prevista: 24.000 Mpta)

INCENTIVOS FISCALES:

- Desgravación fiscal equivalente al 10% de la inversión

FORMAS DE FINANCIACIÓN APLICABLE:

- Préstamo subvencionado.

ÁREA TECNOLÓGICA: **BIOCARBURANTES**

APLICACIÓN: **Bioetanol**

Se trata en principio de una aplicación económicamente viable que precisa de medidas de incentivo a la inversión y de apoyo a la demanda facilitando su distribución y uso como combustible mezclado con los habituales.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS:

- CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN: 1.000.000 m³/año
- ENERGÍA PRIMARIA EQUIVALENTE: 500.000 tep/año

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:

Se considera como proyecto tipo una planta de producción de bioetanol extraído a partir de cereal.

- Capacidad de Producción: 100.000 m³/año
- Inversión: 9.000.Mpta/planta (evolución con IPC)
- Período de ejecución: 2 años
- Horas de funcionamiento equivalente: 8.000 horas/año
- Vida útil: 10 años
- Gastos Operación y Mantenimiento: 147.238 pta/tep (evolución con IPC)
- Precio de venta equivalente (Pta /año 1999-ingresos por ud. de energía): 192.844 pta/tep (evolución con IPC energético)

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: no procede
- Subvención al tipo de interés: no precisa

INCENTIVOS FISCALES:

- Desgravación fiscal equivalente a un 10% de la inversión acometida
- Exención del impuesto de hidrocarburos, que supone una bonificación sobre el precio final de venta del producto de aproximadamente 60 pta/litro

FORMAS DE FINANCIACIÓN APLICABLE:

- *Project Finance*, Fondo de Inversión

ÁREA TECNOLÓGICA:	BIOGAS
APLICACIÓN:	Generación eléctrica a partir del biogás
Se trata de una aplicación poco viable económicamente en la situación actual, para fomentar su desarrollo, precisa de un cierto apoyo público para mejorar la viabilidad e incentivos fiscales para favorecer la realización de proyectos.	
OBJETIVOS ENERGÉTICOS:	
• POTENCIA:	78 MW
• GENERACIÓN ELÉCTRICA:	494 GWh/año
• ENERGÍA PRIMARIA EQUIVALENTE:	150.000 tep/año
PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:	
Se considera una planta de pequeña potencia que aprovecha el biogás generado por residuos, para la generación de electricidad y vertido a la red. La inversión no contempla los equipos (digestores) destinados a eliminar los residuos, aunque sí se contempla un coste para el biogás utilizado como combustible (1 pta/te).	
• Potencia:	600 kW
• Ratio de Inversión:	250.000 pta/kW (evolución con IPC)
• Período de ejecución:	1,5 años
• Horas de funcionamiento equivalente:	6.300 horas/año
• Vida útil:	20 años
• Gastos Operación y Mantenimiento:	6,87 pta/kWh (evolución con IPC).
• Precio de venta (pta/ año 1999):	10,46 pta/kWh (evolución con IPC energético)
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:	precisa de un incremento del nivel de prima actual hasta alcanzar un precio fijo de 11,17 pta/kWh
• Subvención al tipo de interés:	no precisa
INCENTIVOS FISCALES:	
• Desgravación fiscal equivalente al 10% de la inversión	
FORMAS DE FINANCIACIÓN APLICABLE:	
• Project Finance, Fondo de Inversión	

ÁREA TECNOLÓGICA: **SOLAR TÉRMICA**

APLICACIÓN: **Instalación Unifamiliar**

Esta aplicación carece de viabilidad económica en la situación actual; para fomentar su utilización se necesitan medidas de apoyo. Se prevé que con las medidas adecuadas, que permitan el desarrollo del mercado, los precios de instalación evolucionarán a la baja.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS:

- SUPERFICIE A INSTALAR: 1.125.000 m²
- ENERGÍA TÉRMICA EQUIVALENTE: 73.125 tep/año

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:

El proyecto considerado consiste en una instalación compacta, de 2 m² para la producción de agua caliente sanitaria en vivienda unifamiliar. Al tratarse de instalaciones destinadas a particulares, el IVA de las mismas representa un mayor coste que ya se encuentra incluido en el precio.

- Superficie: 2 m²
- Ratio de Inversión: 85.000 pta/m² (disminución de los costes de inversión en términos corrientes hasta alcanzar 60.000 pta/m² al final del periodo)
- Período de ejecución: 6 meses
- Evolución media estimada: 650 te/m²
- Vida útil: 20 años
- Gastos Operación y Mantenimiento: 1,55 pta/te (evolución con IPC)
- Precio de venta equivalente (pta/ año 1999-coste de combustible sustituido): 7,73 pta/te (evolución con IPC energético)

DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN PRECISA:

- Promotor: 5 % de la inversión
- Financiación ajena: 65 % de la inversión
- Subvención: 30 % de la inversión

APOYOS A LA EXPLOTACIÓN:

- Prima sobre el precio de mercado: no procede
- Subvención al tipo de interés: pago de los intereses de la financiación ajena

INCENTIVOS FISCALES:

- No se contemplan al ser instalaciones destinadas a particulares

FORMAS DE FINANCIACIÓN APlicable:

- Préstamo subvencionado

ÁREA TECNOLÓGICA:

SOLAR TÉRMICA

APLICACIÓN:

Instalación Colectiva

Se trata de una aplicación de baja viabilidad económica en la situación actual que, por tanto, precisa de apoyo público para superar el umbral de rentabilidad e incentivos para fomentar su aplicación. Se prevé que con las medidas adecuadas, el desarrollo del mercado propiciará una bajada de precios que mejorará los indicadores económicos de los proyectos.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS:

- SUPERFICIE A INSTALAR: 3.375.000 m²
- ENERGÍA TÉRMICA EQUIVALENTE: 236.250 tep/año

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:

El proyecto considerado consiste en la instalación de colectores solares para la producción de agua caliente sanitaria en un establecimiento hotelero.

- Superficie: 173 m²
- Ratio de Inversión: 55.000 pta/m² (disminución de los costes de inversión en términos corrientes hasta alcanzar 45.000 pta/m² al final del periodo)
- Período de ejecución: 6 meses
- Producción media estimada: 700 te/m²
- Vida útil: 20 años
- Gastos Operación y Mantenimiento: 0,67 pta/te (evolución con IPC)
- Precio de venta equivalente (pta/ año 1999-coste de combustible sustituido): 6,66 pta/te (evolución con IPC energético)

DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN PRECISA:

- Promotor: 20 % de la inversión
- Financiación ajena: 70 % de la inversión
- Subvención: 10 % de la inversión

APOYOS A LA EXPLOTACIÓN:

- Prima sobre el precio de mercado: no procede
- Subvención al tipo de interés: pago de los intereses de la financiación ajena

INCENTIVOS FISCALES:

- Desgravación fiscal equivalente al 10% de la inversión

FORMAS DE FINANCIACIÓN APLICABLE:

- Préstamo subvencionado

ÁREA TECNOLÓGICA:	SOLAR TÉRMICA ALTA TEMPERATURA
APLICACIÓN:	Generación Eléctrica

Se trata de una aplicación en fase de desarrollo que con los apoyos suficientes podría a lo largo del período del plan, iniciar la fase de aplicación comercial.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS:

• POTENCIA:	200 MW
• GENERACIÓN ELÉCTRICA:	413 GWh/año
• ENERGIA PRIMARIA EQUIVALENTE:	180.450 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 de heliostatos con torre receptora y un circuito de aire como fluido caloportador.

• Potencia:	25 kW
• Ratio de Inversión:	420.000 pta/kW (evolución con IPC))
• Período de ejecución:	2 años
• Horas de funcionamiento equivalente:	2.065 horas/año
• Vida útil:	20 años
• Gastos Operación y Mantenimiento:	2'91 pta/kWh (evolución con I.P.C.)
• Precio de venta equivalente (pta año 1999):	11,2 pta/kWh (considerando precio fijo correspondiente al nivel alto de prima evolución con I.P.C. energético)

DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN PRECISA:

• PROMOTOR:	20% de la inversión
• Financiación ajena:	10% de la inversión
• Subvención:	70% de la inversión

APOYOS A LA EXPLOTACIÓN:

- Prima sobre el precio de mercado:
 -
 - Subvención al tipo de interés:
- precisa de una prima elevada que sitúe esta tecnología, al menos, en los niveles superiores de prima establecidos para el resto de tecnologías.
 pago de los intereses del préstamo.

INCENTIVOS FISCALES:

- Desgravación fiscal equivalente al 10% de la inversión.

FORMAS DE FINANCIACIÓN APLICABLE:

- Préstamo subvencionado.

ÁREA TECNOLÓGICA:

SOLAR FOTOVOLTAICA

APLICACIÓN:

Instalación Unifamiliar 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) y dificultades en la utilización de grupos autónomos. 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:

- POTENCIA: 20 MW
- GENERACIÓN ELÉCTRICA: 30 GWh/año
- ENERGÍA PRIMARIA EQUIVALENTE: 2.580 tep/año

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:

Se considera como proyecto tipo una vivienda unifamiliar aislada con la demanda eléctrica típica. Al tratarse de instalaciones destinadas a particulares, el IVA de las mismas representa un mayor coste que ya se encuentra incluido en el precio.

- Potencia: 1,1 kW
- Ratio de Inversión: 2.200.000 pta/kW (disminución de precios hasta alcanzar 1.760.000 pta/kW al final del periodo, en pesetas corrientes)
- Período de ejecución: 6 meses
- Horas de funcionamiento equivalente: 1.500 horas/año
- Vida útil: 20 años
- Gastos Operación y Mantenimiento: 45,7 pta/kWh (evolución con IPC)
- Precio de venta equivalente (pta/ año 1999): 16,25 pta/kWh (evolución con IPC energético)

DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN PRECISA:

- Promotor: 5 % de la inversión
- Financiación ajena: 45 % de la inversión
- Subvención: 50 % de la inversión

APOYOS A LA EXPLOTACIÓN:

- Prima sobre el precio de mercado: no procede
- Subvención al tipo de interés: pago de los intereses de la financiación ajena

INCENTIVOS FISCALES:

- No se contemplan al ser instalaciones destinadas a particulares

FORMAS DE FINANCIACIÓN APlicable:

- Préstamo subvencionado

ÁREA TECNOLÓGICA: **SOLAR FOTOVOLTAICA**

APLICACIÓN: **Instalación interconectada de potencia superior a 5 kWp**

Se trata de una aplicación no rentable que precisa de apoyo público a la inversión y a la explotación así como de incentivos que fomenten su uso. Se prevé una disminución de los costes de inversión a medida que se desarrolla el mercado de esta tecnología.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS:

- | | | |
|---------------------------------|-------|---------|
| • POTENCIA: | 65 | MW |
| • GENERACIÓN ELÉCTRICA: | 98 | GWh/año |
| • ENERGÍA PRIMARIA EQUIVALENTE: | 8.385 | tep/año |

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:

Se considera una instalación de generación de electricidad conectada a la red de distribución:

- | | |
|--|---|
| • Potencia: | 25 kWp |
| • Ratio de Inversión: | 1.100.000 pta/kW (disminución de los costes de inversión en términos corrientes hasta alcanzar 830.000 pta/kW al final del período) |
| • Período de ejecución: | 6 meses |
| • Horas de funcionamiento equivalente: | 1.500 horas/año |
| • Vida útil: | 20 años |
| • Gastos Operación y Mantenimiento: | 2,67 pta/kWh (evolución con IPC) |
| • Precio de venta (pta/año 1999): | 36 pta/kWh (evolución con IPC energético) |

DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN PRECISA:

- | | |
|-----------------------|----------------------|
| • Promotor: | 20 % de la inversión |
| • Financiación ajena: | 70 % de la inversión |
| • Subvención: | 10 % de la inversión |

APOYOS A LA EXPLOTACIÓN:

- | | |
|-------------------------------------|--|
| • Prima sobre el precio de mercado: | incremento de la prima un 50% del nivel actual lo que supone un precio fijo de 51 pta/kWh) |
| • Subvención al tipo de interés: | pago de los intereses de la financiación ajena |

INCENTIVOS FISCALES:

- | |
|--|
| • Desgravación fiscal equivalente al 10% de la inversión |
|--|

FORMAS DE FINANCIACIÓN APLICABLE:

- | |
|--------------------------|
| • Préstamo subvencionado |
|--------------------------|

ÁREA TECNOLÓGICA:	SOLAR FOTOVOLTAICA
APLICACIÓN:	Instalación interconectada de potencia inferior a 5 kWp
Se trata de una aplicación no rentable que precisa de apoyo público a la inversión y a la explotación así como de incentivos que fomenten su uso. Se prevé una disminución de los costes de inversión a medida que se desarrolla el mercado de esta tecnología.	
OBJETIVOS ENERGÉTICOS:	
• POTENCIA:	50 MW
• GENERACIÓN ELÉCTRICA:	75 GWh/año
• ENERGÍA PRIMARIA EQUIVALENTE:	6.450 tep/año
PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:	
Se considera una instalación individual interconectada a red con posibilidad de venta a la red.	
• Potencia:	4 kWp
• Ratio de Inversión:	1.100.000 pta/kW (evolución disminuyendo costes de inversión hasta alcanzar 830.000 pta/kWp en pesetas corrientes al final del período)
• Período de ejecución:	6 meses
• Horas de funcionamiento equivalente:	1.500 horas/año
• Vida útil:	20 años
• Gastos Operación y Mantenimiento:	8,33 pta/kWh (evolución con IPC)
• Precio de venta (pta /año 1999):	66 pta/kWh (evolución con índice de precios energéticos)
DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN PRECISA:	
• Promotor:	20 % de la inversión
• Financiación ajena:	70 % de la inversión
• Subvención:	10 % de la inversión
APOYOS A LA EXPLOTACIÓN:	
• Prima sobre el precio de mercado:	mantenimiento de la situación actual (60 pta/kWh)
• Subvención al tipo de interés:	pago de los intereses del capital ajeno
INCENTIVOS FISCALES:	
• Desgravación fiscal equivalente al 10% de la inversión	
FORMAS DE FINANCIACIÓN APLICABLE:	
• Préstamo subvencionado	

ÁREA TECNOLÓGICA: R.S.U.

APLICACIÓN: Generación Eléctrica

Aplicación de baja rentabilidad que precisa de un cierto apoyo público a la inversión e incentivos para fomentar su utilización. Es fundamental el mantenimiento de un canon de eliminación de residuos para hacer viable la aplicación.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS:

- POTENCIA ELÉCTRICA: 168 MW
- GENERACIÓN ELÉCTRICA: 1.037 GWh/año
- ENERGÍA TÉRMICA EQUIVALENTE: 435.550 tep/año

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:

Proyecto de planta de incineración de residuos sólidos urbanos en una población de aproximadamente 1.000.000 de habitantes.

- Potencia Neta: 21.200 kW
- Ratio de Inversión: 600.000 pta/kW (evolución con IPC)
- Período de ejecución: 2 año
- Horas de funcionamiento equivalente: 6.182 horas/año
- Vida útil: 20 años
- Gastos Operación y Mantenimiento: 11,6 pta/kWh (evolución con IPC)
- Precio de venta (pta/ año 1999): 8,30 pta/kWh (evolución con IPC energético)
- Canon de eliminación: 6.000 pta/t (13,26 pta/kW –evolución con IPC energético)

DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN PRECISA:

- Promotor: 20 % de la inversión
- Financiación ajena: 75 % de la inversión
- Subvención: 5 % de la inversión

APOYOS A LA EXPLOTACIÓN:

- Prima sobre el precio de mercado: se precisa de un incremento de los niveles de la prima actual hasta alcanzar un precio fijo de 9,8 pta/kWh
- Subvención al tipo de interés: no precisa.

INCENTIVOS FISCALES:

- Desgravación fiscal equivalente al 10% de la inversión

FORMAS DE FINANCIACIÓN APLICABLE:

- *Project Finance* y Fondo de Inversión.

ANEXO B

**ANÁLISIS INDICATIVO DEL ORIGEN PRESUPUESTARIO DE LOS
FONDOS PÚBLICOS APLICADOS AL PLAN DE FOMENTO**

1. PRESENTACIÓN

El análisis económico-financiero realizado en el Plan de Fomento de las Energías Renovables ha tratado de hacer viable el plan de inversiones propuestos recogiendo las necesidades de ayudas públicas, para lo cual ha llevado a cabo una identificación de líneas y fondos disponibles.

El diseño del cuadro de ayudas públicas (Subvenciones a fondo perdido y de intereses, incentivos fiscales, ...) previstas para el periodo 2000-2006, en elaboración actualmente, se ha basado en la existencia, hasta 1999, de un mapa de programas y líneas de aplicación suficientes para dar cobertura a las acciones propuestas por el Plan y con unas dotaciones de fondos públicos, que sin necesidad de tener que ser incrementados en su cuantía, pueden permitir dar respuesta a las necesidades de apoyo económico.

El Plan, en el contexto de una amplia red potencial de líneas y acciones de apoyo público, concordante con sus objetivos, solamente promueve la coordinación de esfuerzos y la focalización de líneas de actuación genéricas en los objetivos de desarrollo de energías renovables.

Esta focalización permitirá, además de lograr una atracción e intensificación de las líneas existentes, producir un importante efecto de adicionalidad aumentando la eficiencia de los fondos públicos aplicados.

Por todo ello, el Plan se sustenta en unas líneas de ayudas ya abiertas, experimentadas y con dotaciones actualmente suficientes, y que previsiblemente tendrán continuidad tanto en el ámbito

nacional como comunitario. Este es el caso de los fondos de la UE actualmente en fase de definición en los PDR y en los que el Plan se refleja con una cobertura explícita. En todo caso, los fondos requeridos pueden necesitar algún tipo de adaptación a las necesidades derivadas de la planificación de inversiones a lo largo de los 8 años analizados en relación a las ayudas públicas requeridas.

Una vez realizado el análisis económico-financiero del plan de inversiones propuestos se ha aplicado una metodología sobre la captación e identificación del origen de los fondos públicos requeridos, agrupándolos por Marcos comunitarios, debido al importante peso en su cofinanciación y como consecuencia de esa búsqueda de coordinación de políticas emanadas de la UE y de España, en los ámbitos energéticos, tecnológicos y medioambientales. Estos marcos, a su vez se han subdividido por programas.

Esta forma de agrupación, sin embargo, da lugar a que las dotaciones públicas aportadas por España pueden no estar cofinanciadas totalmente por la UE y, además, al pertenecer a todas las Regiones españolas, podrán tener diferentes grados de cofinanciación.

La aplicación de fondos públicos se ha agrupado por tipo de inversiones, diferenciando aquellas dirigidas a la incentivación de proyectos de explotación, las destinadas a inversiones externas, las destinadas a promoción y seguimiento y las necesarias para incentivar la generación de un nuevo mercado en combustibles de la biomasa.

A los efectos de una mejor comprensión de lo que va a ser expuesto, se acompaña

como Anexo, a estos comentarios, la tabla “Origen y Aplicación de Fondos Públicos del Plan de Fomento”.

2. ANALISIS DE COBERTURA PRESUPUESTARIA POR PROGRAMAS

Dado el carácter de multiprograma que presenta el PLAN, con diversidad de líneas, órganos gestores, criterios de elegibilidad, porcentajes de ayudas, etc., el análisis que se realiza de la cobertura de fondos previstos en él, trata de señalar las líneas de cada programa y anotar las aproximaciones realizadas para cuantificar las dotaciones posibles. Debe tenerse en cuenta que el acercamiento realizado se apoya en líneas existentes y que las dotaciones reales están sujetas a las decisiones de diversos órganos responsables en todos los ámbitos de la Administración.

2.1. PROGRAMA DE DESARROLLO TECNOLOGICO (I+D en Energía e Innovación Tecnológica Industrial, y V Programa Marco en Energía y Medio Ambiente)

Los programas de carácter tecnológico tienen un importante historial de acciones e iniciativas ya que de su desarrollo depende en gran medida el alcanzar los objetivos propuestos, por lo que se consideran prioritarios y así han sido valorados tanto a nivel nacional como comunitario.

En el cuadro adjunto se recogen, de forma sintética, en unos casos programas ya realizados y que significan un antecedente a los propuestos en el Plan; en otros casos, responden a programas ya en marcha en líneas adscritas a este ámbito tecnológico y que dan la suficiente cobertura a las propuestas del Plan.

Tabla VI.8 PROGRAMAS EN EL ÁMBITO DEL DESARROLLO TECNOLÓGICO

ANTECEDENTES/ PROGRAMAS	ORGANO GESTOR/ INTERMEDIARIO/ E. COLABORADORA	NUEVAS LÍNEAS	RECURSOS TOTALES
ATICA (TEIDE) LEY 82/80 PIE CIEMAT INSTITUTOS I+D	DGE (MINER) DGIT (MINER) CDTI OCYT OCIDE CSIC, IES, ITER, ITC	PLAN NACIONAL DE I+D PROGRAMAS TECNOLÓGICOS CCAA	7.300
INNOVACIÓN Y PYMES	MINER (DGIT) OCYT CDTI	INNOVACIÓN TECNOLOGICA INDUS TRIAL	2.300
PROGRAMAS DEMOSTRACIÓN THERMIE JOULE	DGXII DGXVII MINER (IDAE- CIEMAT)	V Programa Marco 1999-2002	15.000
Total de fondos previstos			24.600

A título de ejemplo, se comentan alguno de ellos. Así, por el propio nivel de madurez de las tecnologías en renovables, este programa de apoyo tecnológico viene aplicándose en España desde la década de los 80 (Ley de Conservación de la Energía, PIE y ATYCA) con importantes dotaciones presupuestarias 1.500-2.500 Mpta), de las cuales parte se dedican a renovables (aproximadamente el 70 %) y con una fuerte aplicación a proyectos pilotos con generación o aprovechamiento energético.

La aplicación prevista del programa TEIDE (MINER/DGE) que posteriormente se adscribirá al Plan Nacional de I+D (OCYT), se sitúa en 875 Mpta/año, en concordancia con la aplicación de años anteriores. El otro programa promovido también desde el MINER dirigido a la Innovación Tecnológica Industrial, de carácter medioambiental , aplicará sus actuaciones en la mejora del tejido industrial, con modernización y normalización de las industrias de fabricación

de bienes de equipo, previendo una aplicación de 287 Mpta /año en el sector de las renovables.

Con relación al nuevo V Programa Marco, cuya primera convocatoria ha sido en junio de 1999, la experiencia de las líneas anteriores de Proyectos de demostración y THERMIE, permiten prever una captación de fondos de la UE (DG XVII-DG XII) para proyectos en renovables de carácter demostrativo de 1.812 Mpta/año, en línea con el fuerte nivel de innovación desarrollado por España en años anteriores. El MINER participa en las fases de evaluación de proyectos y asistencia a diversos comités.

Como conclusión, para atender las necesidades tecnológicas del Plan se estima como necesario un volumen de recursos medio anual de 1.200 Mpta de origen en el MINER y una aportación del V Programa Marco de 1.875 Mpta/año.

Administración General del Estado	$1.200 \times 8 = 9.600$ Mpta
U.E. (V Programa Marco)	$1.875 \times 8 = 15.000$ Mpta
TOTAL	24.600 Mpta

2.2. PROGRAMA DE FORMACIÓN

El programa de formación en energías renovables responde a una necesidad de preparar técnicos especialistas en tecnologías de renovables, gestores energéticos y empresarios para este nuevo mercado de las renovables. Los programas deben afectar a las nuevas profesiones, a la adaptación o actualización de conocimientos y debe alcanzar a toda la cadena educativa.

La existencia hasta la fecha de una interesante experiencia formativa en renovables es un importante soporte para asegurar la formación del equipo humano, en cantidad y calidad, de especialistas en renovables, haciendo necesaria solamente una focalización, intensificación y coordinación de

todos los entes responsables para lograr los objetivos propuestos.

En los últimos años, los Departamentos de la Administración General del Estado (MEC, Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales), así como las CC.AA y los EE.LL. han desarrollado gran número de Programas de Formación en la calificación y cualificación de especialistas en tecnologías del Sector de Energías Renovables, en respuesta a la demanda del mercado. Estas experiencias permiten asegurar la viabilidad a la propuesta de formación que se propone en el Plan.

Estas actuaciones han sido recogidas en Marco de Acuerdo Comunitario (MAC 1994-1999) y cofinanciadas con el Fondo Social Europeo, en concordancia con la política de formación de la U.E.

En el cuadro adjunto se recogen, de forma sintética, los programas realizados que significan un antecedente que da cobertura y viabilidad a la propuesta del Plan en materia de formación.

Tabla VI. 9. PROGRAMAS EN EL ÁMBITO DE LA FORMACIÓN

ANTECEDENTES/ PROGRAMAS	ORGANO GESTOR/ INTERMEDIARIO/ E. COLABORADORA	NUEVAS LÍNEAS	RECURSOS TOTALES
Formación profesional ocupacional y reglada Formación continua	CIEMAT (MINER) MEC MTAASS (INEM) CCAA		1500
MAC 1994/1999 F.S.E. Programas Plurirregionales	33 Organismos (MEC MINER – INEM – FORCEM...)		3500
Total fondos previstos			5.000

El CIEMAT (MINER) es uno de los Organismos Públicos de Investigación de referencia, que ha dado una mayor profundidad a los contenidos técnicos a través de cursos, seminarios, etc. que presentan un fuerte carácter de difusión de las tecnologías y permiten preparar técnicos de alta cualificación para acometer los retos del Plan.

Otra línea de interés es la que ha desarrollado el INEM, responsable de la Formación Profesional Ocupacional (FPO), en la ordenación de ésta última, dentro de la familia profesional de producción, transformación y distribución de energía, donde se han desarrollado perfiles profesionales de ocupaciones específicas en energías renovables. Asimismo, la programación continua de cursos en energías renovables ha sido constante en los últimos años por parte de este Instituto.

Otro ejemplo de la existencia de líneas de formación concretas son los programas de formación en el ámbito de competencias de las CCAA y EELL (creación de Institutos de energías renovables con líneas formativas), cada vez más involucrados en las tareas formativas profesionales y cuya oferta de cursos cofinanciados con el FSE, debe atraer la atención ante el fuerte crecimiento de empleo que el Plan va a movilizar.

En consecuencia, para el periodo de análisis de inversión del Plan, los recursos necesarios procederán de los distintos Departamentos Ministeriales (fundamentalmente Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales e Industria y Energía) y distintos Programas de Formación, que requerirán un volumen de recursos medio anual de 187,5 Mpta/año y su correspondiente financiación de 437,5 Mpta/año del Fondo Social Europeo.

Administración General	
del Estado	187,5 x 8 = 1.500 Mpta
F.S.E	437,5 x 8 = <u>3.500</u> Mpta
TOTAL	5.000 Mpta

2.3. PROGRAMAS EN EL ÁMBITO DE LAS EXPLOTACIONES AGRÍCOLAS-FORESTALES

La necesaria creación de un mercado consistente, estructurado, no眷tural y que permita una competencia que llegue a establecer una banda de precios de los combustibles con origen en la biomasa agrícola (residuos y cultivos energéticos), obliga a incentivar, con ayudas a la producción, la puesta en explotación de tierras en términos similares a la producción con otros fines (industriales, alimentarios, ganaderos).

Actualmente, en la línea del FEOGA-Orientación y en los programas nacionales anejos al MAPA, existe cobertura para incentivar las ayudas planteadas en el Plan y cuyo destino sería la creación de una mínimo soporte de producción que iría creciendo con el tiempo y que haría viable en el medio plazo la puesta en explotación de tierras con finalidad exclusivamente energética. Es decir, se trataría del lanzamiento de una nueva actividad, de una cierta alternativa, creando la necesaria infraestructura y adecuación de los sistemas de producción actuales, objeto del FEOGA-O.

El cuadro adjunto recoge, de forma esquemática, los programas realizados y los gestores responsables que significan un antecedente que da cobertura y viabilidad a la propuesta del Plan en el ámbito de la industria agroenergética.

Tabla VI.10 PROGRAMA DE ACCIÓN DEL PLAN EN EL ÁMBITO DE LAS EXPLOTACIONES AGRÍCOLAS-FORESTALES

ANTECEDENTES/PROGRAMAS	ORGANO GESTOR/INTERMEDIARIO/E. COLABORADORA	NUEVAS LÍNEAS	RECURSOS TOTALES
Programa experimental de producción de biomasa energética	MAPA INIA UPM CIEMAT		4.000
MAC 1994/1999 FEOGA-Orientación	Admón. Gral. del Estado Admón. Autonómica		9.333
Total fondos previstos			13.333

A lo largo de los últimos años y promovido por diversos programas de investigación aplicada desarrollados por la Administración energética y agraria, se han llevado a cabo experiencias sobre selección de clones (chopos y otras plantas de crecimiento rápido), valoración de producciones y selección genética de las más adaptadas (patata, cardo, etc.), que han servido de base para pasar de plantas pilotos a plantas de producción masiva. La cobertura para aplicar fondos a estas líneas se basaría en experiencias similares con relación al programa de adaptación de infraestructuras agrícolas.

La asunción de 500 Mpta/año para esta actividad sólo requeriría la focalización de fondos existentes a esta línea. En todo caso, las necesidades que el Plan requiere al principio del mismo son muy bajas ya que la puesta en explotación y por tanto las necesidades de fondos son progresivas a lo largo de los próximos 8 años.

En resumen, los recursos previstos procederán fundamentalmente del MAPA (por intermedio de algunos de sus organismos) con un volumen de recursos medio anual de 500 Mpta/año y su co-

rrespondiente cofinanciación de 746,6 Mpta/año procedente del FEOGA-Orientación

Administración General

del Estado	500 x 8 = 4.000 Mpta
FEOGA-O	746,6 x 8 = <u>9.333</u> Mpta
TOTAL	13.333 Mpta

2.4. PROGRAMAS EN EL ÁMBITO DEL DESARROLLO ENERGÉTICO REGIONAL (FONDOS FEDER)

L a probada efectividad (programa VALOREN, Subvención Global FEDER-IDAE aplicada al Plan de Ahorro y Eficiencia Energética 1991-2000) que sobre el desarrollo regional inducen las actuaciones en energías renovables (por su carácter distribuido y autóctono) hace que este grupo de programas sea el que representa el mayor peso con el 48,9 % de todas las ayudas públicas identificadas por el Plan. Esta ha sido, además, la tendencia observada en todas las actuaciones anteriores.

Los programas que se proponen en este ámbito tienen todos su epígrafe presu-

puestario concreto tanto en el ámbito de la Administración General del Estado como en el de las CCAA y la cofinanciación de la U.E. esta pendiente del proceso de definición del nuevo MAC. Sin embargo, la solicitud de un volumen tan importante al FEDER (el 34,3 % de todos los fondos públicos) hace que la viabilidad del Plan se asiente sobre la asignación que se haga en el próximo periodo de programación de los Fondos Estructurales y de Cohesión 2000-2006.

Es decir, existen antecedentes en todas las líneas propuestas tanto en la gestión como en la aplicación y por ello, aún pendientes de las concreciones mencionadas, el Plan señala que las dotaciones presupuestarias estarán en los ordenes de magnitud indicados, con una disposición progresiva a lo largo del tiempo. Puede decirse que, en este caso, existe una continuidad de acciones aunque el Plan llama a una aceleración e intensificación de los objetivos particulares de las diferentes administraciones públicas pero dirigidas a los objetivos del mismo.

El cuadro adjunto recoge, de forma esquemática, los programas realizados y gestores responsables de los mismos que significan el antecedente que da cobertura y viabilidad a la propuesta del Plan en el ámbito del desarrollo regional.

Como se ha mencionado en todas las líneas propuestas existe ejemplos de aplicación y sus partidas presupuestarias correspondientes. En concreto en el caso del programa Operativo IDAE para la Eficiencia Energética y la promoción de las Energías Renovables existe una dotación presupuestaria de 4.000 Mpta para el 2000, de los cuales históricamente se aplican en torno al 60 % al capítulo de EE.RR.

Por ello y para cubrir la cofinanciación de la línea de actuación en Eficiencia Energética, será necesario recoger en los PDR, en el Plan Operativo del IDAE, una dotación de gasto público adicional de unos 37.500 Mpta, por lo que el conjunto de gasto público asignado al Plan Operativo IDAE deberá ser del orden de los 100.000 Mpta.

**Tabla VI.11. PROGRAMA DE ACCIÓN DEL PLAN EN EL ÁMBITO DEL
DESARROLLO REGIONAL**

ANTECEDENTES/ PROGRAMAS	ORGANO GESTOR/ INTERMEDIARIO/ E. COLABORADORA	NUEVAS LÍNEAS	RECURSOS TOTALES
Subvención Global FEDER-IDAE (1996-99)	MINER IDAE FEDER	P.O. ER y EE	18.750 43.747
Subtotal del PO IDAE			62.497
PRO. OPERATIVO DE LAS CCAA	CCAA FEDER	PROGRAMAS OPERATIVOS	10.500
PRO. OPERATIVO INCENTIVOS REGIONALES Y OTROS	MEH (DGIR) ICO	POIR	4.000
PROG. OPERATIVOS LOCAL (POL-POMAL)	EELL	POL	7.845
COFINANCIACIÓN FEDER DE P.O.			52.138
Total fondos previstos			136.980

En el resto de programas operativos se han identificado, como consecuencia del seguimiento del PAEE, la aplicación a inversiones en renovables con ayudas procedentes de diferentes fondos de origen público son del orden de los propuestos, por lo que la asistencia y aprobación del presente Plan significará un polo de atracción e interés al resto de órganos gestores, recogiendo de forma expresa la elegibilidad de acciones dirigidas al fomento del uso de las energías renovables.

En conclusión, los recursos necesarios previstos, procederán de la Administración General del Estado, por intermedio del IDAE, en un volumen medio anual de 2.337 Mpta/año y de otros Departamentos Ministeriales en un volumen de 500 Mpta/año. La Administración Autonómica participará en un volumen de 1.313 Mpta/año, la Administración Local con 981 Mpta/año y una financiación total del FEDER de 11.986 Mpta/año.

Administración General del Estado

- IDAE	2.337 x 8 =	18.700 Mpta
- Otros Organismos	500 x 8 =	4.000 Mpta
Administración Autonómica	1.313 x 8 =	10.500 Mpta
Administración Local	981 x 8 =	7.845 Mpta
FEDER	11.986 x 8 =	<u>95.885</u> Mpta
TOTAL		136.980 Mpta

2.5. PROGRAMAS ADSCRITOS A LA MEJORA MEDIOAMBIENTAL (FONDO DE COHESIÓN)

El nuevo periodo de programación de los fondos estructurales y de cohesión, MAC 2000-2006, establece en este último fondo una línea de acciones positivas en el ámbito medioambiental (no solamente de reducción de impactos, sino

de sustitución de tecnologías que produzcan un beneficio directo) en la que el Plan responde a todas las expectativas al introducir una oferta diversificada de bajo o nulo impacto. De esta forma, al nivel actual de definición de los PDR, el Plan responde al criterio de estrategia integrada de desarrollo que potencia las sinergias derivadas de un adecuado sistema de prioridades y medidas igualmente ha sido aceptado por los órganos gestores de los fondos (MEH y MMA), e incluso expuesto en diversas reuniones técnicas, como un instrumento de respuesta directa ante los compromisos medioambientales que España ha asumido en diferentes foros.

Con relación a la disposición de dotaciones nacionales, se ha propuesto una financiación mixta de proyectos adscritos al Plan con recursos públicos y privados, y, en todo caso, respondiendo a las exigencias que impone la adjudicación, en su caso, de los correspondientes concursos públicos sometidos a los principios de: publicidad, igualdad de oportunidades, optimización de la eficiencia de recursos y fondos, preservación del medio ambiente y promoción del bien común.

La parte pública española de la cofinanciación mixta propuesta proviene de todas las administraciones (local, autonómica central y sus empresas públicas) que en diferente grado de implicación podrán participar en los programas, algunos de ellos continuación de líneas aplicadas en el periodo de programación anterior (aprovechamiento energético en EDAR, tratamiento de residuos, etc.).

El cuadro adjunto recoge, de forma esquemática, los programas y gestores responsables de las diversas líneas.

Tabla VI.12. PROGRAMA DE ACCIÓN DEL PLAN EN EL ÁMBITO MEDIOAMBIENTAL

ANTECEDENTES/ PROGRAMAS	ORGANO GESTOR/ INTERMEDIARIO/ E. COLABORADORA	NUEVAS LÍNEAS	RECURSOS TOTALES
POMAR	MEH	MEH MINER (IDAE) EE.PP.	10000
PRO. OPERATIVO DE LAS CCAA	CCAA F.COHESIÓN	PROG. OPERATIVO DE LAS CCAA	6.000
PRO.OPERATIVO INCENTIVOS REGIONALES Y OTROS	EELL	PROG. OPERATIVO LOCALES	4.000
COFINANCIACIÓN FONDO COHESIÓN			80.000
Total fondos previstos			100.000

Como proyectos de aprovechamiento energético de residuos forestales (montes, industrias derivadas, etc.) y agrícolas (paja de cereal, podas, etc.), con importantes implicaciones medioambientales existen diversas experiencias en la administración local y en empresas públicas en los diferentes ámbitos territoriales realizados en los últimos años.

En conclusión, la financiación nacional de las líneas de actuación recogida en este epígrafe no requieren dotación presupuestaria por parte de ninguna de las Administraciones, al proceder la cofinanciación del Fondo de Cohesión de capital privado.

2.6. ANALISIS DE LA PROGRAMACIÓN DE LOS FONDOS NACIONALES PARA LA COFINANCIACIÓN DEL PFER

La financiación del Plan de Fomento de las Energías Renovables (PFER), esta estructurada por origen de Administraciones que inciden en él, por líneas de aplicación (tabla VI.6), y en concreto para los fondos de la Administración General del Estado (cuadro 1)

se ha llevado a cabo un análisis de la programación (cuadro 2) como consecuencia del ritmo que impone la introducción de las distintas tecnologías.

Para ese análisis se ha realizado una investigación de las líneas que están contribuyendo en la actualidad a esta política sectorial con origen en diferentes Departamentos y Entes Públicos. A partir de este esquema de 1999 se ha proyectado una previsión de aportaciones que como consecuencia de la aprobación del Plan deberá evolucionar para permitir financiar la parte nacional de las ayudas totales. Así, en el cuadro 3 se han recogido todos los órganos y departamentos ministeriales que contribuyen a completar el volumen requerido por el Plan en el periodo de programación previsto 1999-2006.

El análisis realizado tiene una componente de propuesta indicativa para todos los organismos implicados, unos de forma directa (MINER-IDAE) y con mayor responsabilidad en el cumplimiento de objetivo, y otros con actuaciones de carácter secundario pero con una especialización concreta que debe coadyuvar a la obtención de los objetivos generales del Plan.

3. CONCLUSIONES

Como resumen del análisis realizado de los recursos financieros necesarios para el Plan, se incorpora la tabla “Distribución anual de subvenciones por origen presupuestario en el marco del Plan de Fomento de las Energías Renovables 1999-2006”, que complementa la tabla insertada en el Anexo de este documento, sobre “Origen y Aplicación de Fondos Públicos del Plan de Fomento”, en el aspecto de identificación de las fuentes presupuestarias españolas.

1. El Plan representa un cambio de tendencia, una cierta aceleración, del proceso de penetración e integración de las energías renovables en la demanda energética nacional. Este esfuerzo se traduce en una profundización de la actividad inversora (privada y pública) que requiere la puesta en acción de un paquete de medidas atractivas para captar los capitales necesarios, entre las cuales las ayudas públicas representan un instrumento probado.
2. En la programación del MAC 1994-1999 se cofinanciaron con Fondos Estructurales y de Cohesión y los respectivos recursos nacionales, determinados Programas Operativos compatibles con el desarrollo de las energías renovables.
3. En la actualidad existe un marco de referencia en todos los ámbitos de la Administración Pública española, definido, en unos casos, por líneas dirigidas hacia los objetivos específicos del Plan y en otros con programas de carácter más disperso. Así, el nuevo periodo de programación MAC 2000-2006, en fase de aprobación de los PDR, requiere la identificación de orientaciones y directrices que permiten la cofinanciación del Plan con los fondos estructurales y de Cohesión.

tan la cofinanciación del Plan con los fondos estructurales y de Cohesión.

4. Es objetivo básico del Plan, lograr la necesaria atracción sobre los órganos gestores para que contribuyan con sus respectivos fondos a la movilización de las inversiones propuestas. Así, la propia publicación del Plan, generará una onda de atención y atracción de fondos, una focalización de líneas y una intensidad de ellas en diversidad de órganos gestores y de decisión de la Administración (el 54 % corresponde a la Administración General del Estado y el 46 % al resto de administraciones), pero en ningún caso al Plan representa un esfuerzo adicional en términos de gasto público.

No obstante, el futuro Plan Operativo del IDAE dentro del MAC 2000-2006 y para atender adicionalmente a la línea de actuación de Eficiencia Energética, debe incrementarse hasta los 100.000 Mpta desde los 62.000 Mpta solicitados inicialmente

5. Existe, finalmente, una demostrada experiencia sobre la promoción de inversiones, gestión óptima de recursos públicos y coordinación de estrategias para lograr un efecto de adicionalidad, aunando intereses de los diferentes ámbitos competenciales y logrando un óptimo de beneficios de los recursos públicos aplicados al Plan.

TABLA VI.13. ORIGEN Y APLICACIÓN DE FONDOS PÚBLICOS DEL PLAN DE FOMENTO (Mpta), COFINANCIACIÓN ADMINISTRACIÓN GENERAL DEL ESTADO

MARCOS COMUNITARIOS	PROGRAMAS	ORIGEN PRESUPUESTARIO	LINEAS DE APLICACIÓN						TOTAL	
			SUBVENCIONES A LA INVERSIÓN		SUBVENCIONES A LA PRODUCCIÓN DE COMBUSTIBLES	SUBVENCIONES A INVERSIONES ANEXAS		PROMOCIÓN Y SEGUIMIENTO		
			INVERSIONES EXPLORACIÓN RENOVABLES	INNOVACIÓN Y DESARROLLO TECNOLÓGICO		FABRICACIÓN BIENES DE EQUIPO	INFRAESTRUCTURAS			
FONDOS DE COHESIÓN	<i>ENERGÍAS RENOVABLES</i>	NACIONAL	7.200		1.500		1.000	300	10.000	
FONDOS FEDER	<i>PROGRAMA OPERATIVO IDAE</i>	NACIONAL	6.563	11.197			615	375	18.750	
	<i>PROGRAMAS OPERATIVOS NO ESPECÍFICOS</i>	NACIONAL		440	2.000	1.360		200	4.000	
FEOGA-O	<i>PROGRAMAS OPERATIVOS NO ESPECÍFICAS</i>	NACIONAL		200	3.600		200		4.000	
FONDO SOCIAL	<i>PROGRAMAS OPERATIVOS O SG NO ESPECÍFICOS</i>	NACIONAL						1.500	1.500	
V PROGRAMA MARCO	<i>I+D ENERGÍA E INNOVACIÓN INDUSTRIAL</i>	NACIONAL		7.000		2.300		300	9.600	
TOTAL			13.763	18.837	7.100	3.660	1.815	2.675	47.850	
32.600										
39.700							8.150		47.850	

TABLA VI.14.- DISTRIBUCION ANUAL DE SUBVENCIONES POR ORIGEN DE FONDOS EN EL PLAN DE FOMENTO DE ENERGIAS RENOVABLES (Periodo 1999 - 2006)

(Valores en MPTAS)

AÑO	INVERSION GENERADA POR EL PLAN		SUBVENCIONES PREVISTAS		TOTAL SUBVENCION PREVISTA	DISTRIBUCION DE SUBVENCIONES SEGÚN ORIGEN DE FONDOS				
						UNION EUROPEA (FONDOS ESTRUCTURALES)	COFINANCIACION NACIONAL			
	EN PROYECTOS ENERGETICOS	EN INFRAESTRUCTURAS	A LA INVERSION Y OTROS (*)	A LA PRODUCCION DE COMBUSTIBLES			ADMINISTRACION GENERAL DEL ESTADO	ADMINISTRACION AUTONOMICA	ADMINISTRACION LOCAL	
1999	126.441	8.557	17.676	590	18.266	13.294	3.122	1.045	771	
2000	157.621	10.668	18.623	1.235	19.858	14.453	3.395	1.173	838	
2001	181.821	12.306	20.517	2.527	23.044	16.771	3.939	1.361	972	
2002	199.284	13.487	23.358	4.464	27.822	20.249	4.756	1.643	1.174	
2003	217.997	14.754	27.145	7.047	34.193	24.885	5.845	2.020	1.443	
2004	221.174	14.969	31.880	10.276	42.156	30.681	7.207	2.490	1.779	
2005	238.120	16.116	37.561	14.151	51.713	37.636	8.840	3.055	2.182	
2006	239.618	16.217	44.190	18.672	62.862	45.750	10.746	3.713	2.687	
TOTAL	1.582.076	107.074	220.950	58.963	279.913	203.719	47.850	16.500	11.845	
								76.195		

TABLA VI.15.- DISTRIBUCIÓN ANUAL DE LÍNEAS CON ORIGEN EN LOS PGE, PARA COFINANCIAR LA PARTE NACIONAL DEL PLAN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES.

LÍNEAS DE APOYO	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	TOTAL PERIODO
PAEE/P.O.IDAE	3.700	4.000	4.000	4.000	5.000	5.000	5.000	5.000	35.700
PFER	1.943	2.000	2.100	2.100	2.465	2.597	2.700	2.845	18.750
I+D ENERGÍA (PN I+D)	1.925	2.000	2.000	2.000	2.000	2.200	2.400	2.800	17.325
PFER	600	600	600	600	600	660	840	1.075	5.575
INNOV.+PYMES EN MA*	0	2.000	2.100	2.200	2.400	2.600	2.800	3.000	17.100
PFER	0	116	285	330	360	395	450	629	2.565
CDTI	18.000	21.000	22.000	23.000	24.000	25.000	26.000	27.000	186.000
PFER	300	300	300	345	360	375	390	450	2.820
ICO (PFER)*	65	65	75	120	120	120	120	155	840
INEM (FPO/RENOVABLES)*	30	40	80	190	200	200	220	280	1.240
MEC (FPR/ESO/EEUU/RENOVABLES)*	20	20	20	30	30	40	50	50	260
MAPA (CULTIVOS ENERGÉTICOS Y LIMPIEZAS DE MONTE)*	130	130	150	300	400	700	1.300	1.820	4.930
INIA/UNIV.(CULTIVOS ENERGÉTICOS)*	34	34	50	80	100	150	200	222	870
TOTAL	3.122	3.305	3.660	4.095	4.635	5.237	6.270	7.526	37.850
FONDO COHESIÓN (PRIVADOS)	0	90	279	661	1.210	1.970	2.570	3.220	10.000
TOTAL	3.122	3.395	3.939	4.756	5.845	7.207	8.840	10.746	47.850

* ESTIMACIONES Y PREVISIONES DE FONDOS QUE DEDICAN A ACCIONES EN RENOVABLES

MEDIDAS E INCENTIVOS

CAPÍTULO 7

PLAN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Diciembre 1999

1. INTRODUCCIÓN

EI Plan de Fomento de las Energías Renovables plantea unos objetivos energéticos que sólo podrán ser alcanzados con una conjunción de las diferentes políticas implicadas, energética, fiscal y agraria y una apuesta decidida por parte de la Administración Central, Autonómica y Local que suponga un cambio en los hábitos de suministro energéticos de nuestro país. Sólo así se podrá definir una política que promocione las energías renovables.

En el Plan se han presentado, a lo largo de los diferentes capítulos, las barreras que existen para introducir las energías renovables en un mercado dominado por los combustibles fósiles: barreras técnicas, medioambientales, de rentabilidad, de concienciación, falta de agilidad en las tramitaciones, etc. En un mercado energético como el actual, a pesar del inmenso potencial existente de este tipo de energías, sino se incentiva su desarrollo por medio de incentivos de tipo económico, fiscal y normativo no será posible alcanzar las ambiciosas metas energéticas del Plan, por otro lado necesarias para conseguir que en el año 2010 la contribución de las ER en la demanda de energía primaria sea del 12%.

Por todo ello, se hace necesario analizar, para posteriormente proponer, una serie de medidas e incentivos que permitan alcanzar las metas propuestas. De hecho, muchos de los objetivos propuestos se han planteado bajo la hipótesis de que este tipo de incentivos tuvieran lugar en el periodo del Plan.

Aunque es necesario un análisis exhaustivo de las medidas propuestas en cuanto a su enunciado, memoria justificativa, procedimiento de implantación y valoración eco-

nómica, en el presente capítulo se ha elaborado una síntesis de las medidas e incentivos que se juzgan necesarios para la consecución del Plan.

Tan importante es definir las medidas e incentivos (para lo cual se ha tenido en cuenta la referencia europea y se ha consultado a los agentes del mercado y asociaciones del sector), como definir el proceso de implantación de las mismas, identificando tanto el mecanismo como los organismos implicados.

2. MEDIDAS E INCENTIVOS PROPUESTOS

Se han identificado tres tipos de medidas: medidas fiscales, medidas estructurales y medidas de eliminación de barreras.

En la tabla VII.1 se presenta un resumen de las medidas e incentivos propuestos para posteriormente describirlas brevemente.

Tabla VII.1. Síntesis de medidas e incentivos.

TIPO DE MEDIDA	ENUNCIADO
MEDIDAS FISCALES	Aplicación de la deducción existente en el impuesto sobre sociedades por inversiones realizadas en bienes destinados a la protección del medio ambiente en el área de las energías renovables.
	Aplicación de la deducción existente en el impuesto sobre sociedades por los gastos en actividades de investigación científica e innovación tecnológica en el área de las energías renovables.
	Aplicación de Incentivos fiscales existentes en el Impuesto de Sociedades para PYME que inviertan en activos para el aprovechamiento de los recursos renovables.
	Exención fiscal a los biocarburantes
MEDIDAS ESTRUCTURALES	Medio Ambiente. Armonización de requisitos y determinación de proyectos susceptibles de obligado y previo estudio de impacto ambiental
	Hacienda Local. Regulación específica de tasa de aprovechamiento eólico a favor de Municipios.
	Aguas. Utilización privativa del Dominio Público Hidráulico. Autorizaciones y concesiones
	Sector Eléctrico. Redistribución de las primas a percibir por aquellas instalaciones en régimen especial, de forma que se favorezcan las tecnologías que por su grado de desarrollo actual más lo requieren
	Medidas de Fomento para la integración de la Energía Solar en los Edificios. Modificación del Real Decreto 1751/1998, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE) y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITE
	Conexión a la red eléctrica de baja tensión de las instalaciones fotovoltaicas.
	Modificación del capítulo II del Real Decreto 2818/1998 de 23 de diciembre, sobre procedimiento para la inclusión de una instalación de producción de energía eléctrica en el régimen especial .
	Modificación de la Orden de 5 de septiembre de 1985 de manera que se especifiquen las condiciones técnicas y el procedimiento administrativo a seguir para la conexión a red de instalaciones fotovoltaicas.
MEDIDAS DE ELIMINACIÓN DE BARRERAS	Incentivación a las inversiones en Innovación Tecnológica que realicen las empresas en el campo de las energías renovables.
	Creación o adaptación de líneas de Ayudas Públicas para la incentivación del Plan.
	Creación y adaptación de instrumentos financieros que se adapten a la especificidad de los Proyectos contemplados en el Plan.
	Bonificación porcentual de los costes de aval, en la cobertura de riesgos de las PYMES por las Sociedades de Garantía Recíproca

Medidas fiscales.

El objetivo energético asumido por la Administración española y contemplado en el Plan requiere de un volumen de inversión que el mercado por sí mismo no sería capaz de asumir, al menos en aquéllas tecnologías que, por su grado de madurez actual, no resultan atractivas para el promotor privado y mucho menos para el mercado financiero ante la insuficiente rentabilidad económica de dichas inversiones.

Las medidas de incentivos fiscales han sido tradicionalmente empleadas por los gobiernos para fomentar el desarrollo de diferentes actividades o sectores, así como para conseguir objetivos estratégicos para el país. En este sentido, las medidas fiscales permiten una mejora de la rentabilidad del proyecto para el inversor lo que, por sí mismo, ya representa un elemento incentivador, pero además, representan un componente de difusión importante del Plan en cuanto son percibidas por los inversores con mayor facilidad que otras medidas alternativas de más compleja aplicación.

Los incentivos fiscales propuestos son los siguientes:

Deducción en el impuesto sobre sociedades por inversión en activos afectos a la producción de energía procedente de recursos renovables por su beneficio medio ambiental.

La producción de energía a partir de combustibles fósiles en centrales convencionales origina un conocido impacto negativo en el medio ambiente (lluvia ácida, recalentamiento de la atmósfera, reducción de la capa de ozono) además del agotamiento de los recursos no renovables. En este contexto, las energías renovables representan una clara opción para reducir el impacto medio ambiental, máxime cuando más del 75% de las emisiones de gases que producen el efecto invernadero tiene origen energético.

De las negociaciones políticas más recientes se derivan compromisos concretos para España que suponen la limitación de las emisiones de gases de efecto invernadero durante los próximos años. El último de estos compromisos fue el acuerdo alcanzado en la 3^a Conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, más conocido como Protocolo de Kioto (1997), que obliga a España a no incrementar sus emisiones de gases de efecto invernadero por encima del 15% en los años 2008-2012 sobre los niveles de 1990.

Ante estos compromisos se creó en 1998 el Consejo Nacional del Clima, presidido por el Ministerio de Medio Ambiente, con el objetivo básico de elaborar la "Estrategia Española frente al Cambio Climático" y proponer al Gobierno las medidas necesarias para el cumplimiento de los compromisos adquiridos en convenios y protocolos internacionales.

En relación con la preparación de la estrategia española de lucha frente al cambio climático, en el contexto del Grupo de Trabajo de Industria y Energía, hay que destacar la elaboración del Plan de Fomento de las Energías Renovables que constituye una herramienta fundamental para reforzar las medidas de limitación de emisiones, no sólo de CO₂, sino también de compuestos acidificantes sobre los que existen igualmente objetivos cuantificados de reducción en España en el marco de diversos acuerdos internacionales.

El ahorro de emisiones de CO₂ derivado de la ejecución del Plan se ha estimado entre 20 y 42 millones de toneladas en el año 2010, considerando que las fuentes renovables contempladas en el mismo sustituirán, respectivamente, al gas natural o al carbón para la generación de electricidad además de la significativa reducción de otras emisiones contaminantes.

Por otra parte, los incentivos fiscales a las inversiones para el aprovechamiento de las

energías renovables se presentan como un instrumento a disposición de los Estados para favorecer la mejora del medio ambiente, como alternativa del empleo de otros mecanismos penalizadores sobre las fuentes energéticas generadoras de coste medio ambiental.

La normativa vigente del impuesto sobre sociedades ya establece una deducción del 10% para las actividades destinadas a la protección del medio ambiente. En este marco se debe contemplar su aplicación a aquellas inversiones en energías renovables con impacto en la mejora del medio ambiente.

Deducción en el impuesto sobre sociedades por los gastos efectuados en investigación científica e innovación tecnológica en el área de las energías renovables.

Las actuaciones en I+D en energías renovables deben permitir solventar determinadas barreras de carácter técnico y económico que actualmente existen y de ello dependerá el cumplimiento de algunos de los objetivos contemplados en el Plan. Se trata de potenciar el desarrollo de aquellas tecnologías que no han alcanzado aún el grado de madurez necesario para conseguir una presencia significativa en el mercado, como es el caso de la energía solar fotovoltaica, la producción de energía eléctrica con sistemas de concentración solar o determinadas aplicaciones de la biomasa.

La deducción en la cuota del impuesto en función de los gastos realizados en actividades de I+D es un incentivo tradicional en la legislación tributaria española que ha sido ampliada a partir de la reforma del impuesto sobre sociedades y que, a su vez, se ve revisada y mejorada en la Ley de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social para el año 2000.

En definitiva, en este caso, las actuaciones en I+D que se acometan en el marco del

Plan se podrán beneficiar de una amplio abanico de incentivos fiscales dirigidos a fomentar este tipo de actividad.

Incentivos fiscales para PYME que inviertan en activos para el aprovechamiento de los recursos renovables.

La normativa vigente del impuesto sobre sociedades establece un régimen fiscal especial para las empresas de reducida dimensión consistente en diferentes incentivos fiscales, que tienen en común la reducción de la carga fiscal de estas empresas mediante el diferimiento de impuestos. A los efectos exclusivamente tributarios, se entiende por empresa de reducida dimensión aquella cuyo importe neto de su cifra de negocios sea inferior a 250 Mpta.

Estos incentivos, de aplicación generalizada a las PYME, tendrán especial relevancia para el Plan de Fomento, dado que la repercusión que éste tendrá en generación y expansión de empresas será fundamentalmente en PYME.

Exención fiscal de los biocarburantes.

La reglamentación existente permite la exención fiscal para los biocarburantes sobre el Impuesto Especial de Hidrocarburos siempre que se trate de experiencias piloto.

Considerando los objetivos del Plan, la demanda de biocarburantes al 2010, respecto a la demanda final de gasolinas es del 1%, 500.000 tep, por lo que las experiencias realizadas en el marco del Plan de Fomento que se lleven a cabo como consecuencia del correspondiente proyecto piloto, disfrutarán de exención fiscal.

Medidas estructurales.

Armonización de requisitos y determinación de proyectos susceptibles de obligado y previo estudio de impacto ambiental.

Algunas Comunidades Autónomas vienen exigiendo mayores requisitos de protección ambiental que los contenidos en la legislación estatal, así como extienden a gran número de proyectos la obligatoriedad de realización de previo estudio de impacto, dentro del marco de sus competencias sobre la materia. Estas circunstancias, impiden, en muchos casos, el desarrollo de proyectos de escaso impacto ambiental (como los que serían objeto del presente Plan de Fomento), que bien podrían ser tratados de manera más uniforme por las respectivas legislaciones autonómicas. Para ello, se plantea la conveniencia de la celebración de Convenios de Colaboración de Conferencia Sectorial entre las distintas Administraciones Públicas implicadas y/o la elaboración de Planes Sectoriales que traten de paliar tales disfunciones, al no poder procederse a una regulación normativa de carácter específico, de obligado cumplimiento en el conjunto del Estado, sin violentar las atribuciones competenciales Autonómicas al respecto.

Regulación específica de tasa de aprovechamiento eólico a favor de Municipios o Diputaciones Provinciales.

La actual regulación y ordenación de los tributos de las Haciendas Locales, contempla la posibilidad de establecer tasas por la utilización privativa o el aprovechamiento especial del dominio público local. Aunque no se trate de una práctica muy extendida, algunas Entidades Locales, al amparo de esta regulación, vienen exigiendo a los promotores de proyectos de instalaciones eólicas el pago de un tasa que, aparte de su legal o ilegal exigencia, origina no pocas inquietudes en el sector al carecerse de una regulación específica sobre la materia, como en otros casos, lo que favorece distintos y discriminatorios tratamientos, así

como dispares y, en su caso, abusivas exigencias pecuniarias. Parece pues adecuado, proponer la posibilidad de proceder a dicha regulación atendiendo a la concreta particularidad de este tipo de utilización o aprovechamiento especial del dominio público local.

DOMINIO PÚBLICO HIDRÁULICO.

Concesiones

Regulación de procedimiento específico y tramitación expediente unificado para otorgamiento de autorización unidades de producción hidroeléctrica y concesión administrativa uso de aguas.

Fomento de concursos públicos relativos a aprovechamientos hidroeléctricos de titularidad Estatal o de los Organismos de cuenca infraexplotados.

Por un lado, se trata de implantar una tramitación abreviada, simplificada y simultánea de procedimientos, que lleve a cabo una efectiva reducción de la duración de los expedientes, en particular, los relativos a concesiones administrativas para el uso privativo de aguas de dominio público de instalaciones de producción hidroeléctrica cuya potencia no sea superior a 10 MW.

Por otra parte, y en lo que se refiere a instalaciones de producción hidroeléctrica cuya potencia supere los 10 MW, podría resultar interesante suprimir la potestad administrativa relativa a los concursos públicos de aprovechamientos hidroeléctricos de titularidad estatal o de los Organismos de cuenca infraexplotados, a instancia de parte interesada y sin perjuicio de la protección del interés público o general concurrente en cada caso, favoreciendo un adecuado rendimiento de este tipo de aprovechamientos.

SECTOR ELÉCTRICO

Redistribución de las primas a percibir por aquellas instalaciones en régimen especial, de forma que se favorezcan las tecnologías que por su grado de desarrollo actual más lo requieran.

Regulación procedimiento de conexiones a red instalaciones de producción en régimen especial.

En cuanto a la primera propuesta, se trataría de incrementar el importe de la prima correspondiente a este tipo de instalaciones, grupos b.6 y b.7 de las relacionadas en el párrafo b) del artículo 2 del Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, hasta alcanzar el tope porcentual previsto por el párrafo segundo de la letra b) del apartado 4 del artículo 30 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, al objeto de favorecer la máxima competitividad posible en el mercado de este tipo de instalaciones, revisando otras primas correspondientes a tecnologías más desarrolladas.

Respecto a la segunda, se pretendería evitar la arbitrariedad utilizada por algunas empresas distribuidoras al denegar el acceso a red de los productores acogidos a este tipo de régimen, entendiendo insuficiente la regulación contenida sobre la materia en el Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre. Al respecto, se hace necesaria una determinación más extensa y rigurosa de los requisitos de aplicación a tales empresas, con la finalidad de delimitar los supuestos en los cuales éstas podrán denegar las correspondientes conexiones a red.

FOMENTO DE INTEGRACIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR EN LOS EDIFICIOS

Modificación del Real Decreto 1751/1998, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE) y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITE y se crea la Comisión Asesora

para las Instalaciones Térmicas en los Edificios.

Se propone que el actual RITE, amplíe los sistemas de energía solar térmica contemplados (actualmente la **ITE 10.1** sólo contempla los colectores solares planos de baja temperatura) que incluya la obligatoriedad del mantenimiento de las instalaciones de energía solar (actualmente, la **ITE.08** sólo obliga el mantenimiento en instalaciones con potencia superior instalada a 100 kW térmicos, lo que supone en energía solar unos 800 m², lo que deja fuera a la mayoría de las instalaciones solares), identificando al igual que se hace para otro tipo de instalaciones, al operaciones de mantenimiento que son necesarias realizar (**ITE 08. 1.3.**). Además se propone introducir en la **ITE. 02** sobre “Diseño”, la obligatoriedad de contemplar en los edificios de nueva creación, la preinstalación de la energía solar, actuando sobre el diseño de cubiertas y conductos, así como situación de ascensores y refuerzo de estructura.

SECTOR FOTOVOLTAICO

Modificación del capítulo II del Real Decreto 2818/1998 de 23 de diciembre, sobre procedimiento para la inclusión de una instalación de producción de energía eléctrica en el régimen especial de manera que se facilite el procedimiento administrativo para la inclusión de instalaciones de particulares.

Modificación de la Orden de 5 de septiembre de 1985 de manera que se especifiquen las condiciones técnicas y el procedimiento administrativo a seguir para la conexión a red de instalaciones fotovoltaicas.

El Real Decreto 2818/1998, según dispone el Artículo 20, apartado 1, necesita el desarrollo de las normas específicas de conexión a red para facilitar su aplicación en instalaciones fotovoltaicas, de tamaño reducido.

El procedimiento de presentación de solicitudes al régimen especial que regula el R.D.2818 (Sección 2^a) es demasiado complejo para que sea realizado por particulares, en instalaciones fotovoltaicas de pequeña potencia, y no deja clara la posibilidad de tramitación a otro agente que no sea el propietario o el explotador de la instalación. Igualmente la actualización de la documentación (Artículo 14) se debe hacer a través de un anexo (anexo II), no adaptado al caso fotovoltaico, sobre todo en las pequeñas instalaciones (<5kWp).

El citado Real Decreto mantiene en vigor la Orden del Ministerio de Industria y Energía, de 5 de septiembre de 1985, sobre las normas administrativas y técnicas para el funcionamiento y conexión a la red de servicio público de estas instalaciones. Esta norma está pensada para minicentrales hidroeléctricas, como se indica en su título, y necesita de una simplificación y adaptación a las instalaciones fotovoltaicas. Normalmente las compañías eléctricas, además del inversor, requieren otros elementos técnicos para la protección de la línea que, si el inversor cumple con unos requisitos mínimos dados, son innecesarios y encarecen la instalación. Igualmente los aspectos administrativos y comerciales se deben facilitar, tanto para una eficaz tramitación administrativa como para el cobro de la energía facturada y de las primas establecidas por el Estado. Se propone modificar el artículo 1 de la citada Orden en sus puntos 1 y 2 ,de manera que se regule el procedimiento administrativo para la concesión de permisos de conexión a red de las instalaciones fotovoltaicas y las condiciones técnicas de interconexión.

Medidas de eliminación de barreras

Creación y adaptación de instrumentos financieros que se adapten a la especificidad de los proyectos contemplados en el Plan.

El mayor peso de la financiación del Plan recae en el mercado financiero y hace im-

prescindible, no sólo formalizar la colaboración de las entidades financieras que se vinculen al Plan, si no también identificar y definir los instrumentos financieros que mejor se adapten a la especificidad de los proyectos de aprovechamiento de las energías renovables.

En la actualidad, los instrumentos financieros que han mostrado mejor adaptación a la financiación de proyectos energéticos son el Project Finance y la Financiación por Terceros y, de hecho, son los que se vienen aplicando a proyectos energéticos que gozan de demostrada rentabilidad económica. Ahora bien, el volumen de inversión contemplado en el Plan, así como el desarrollo de tecnologías poco maduras que difícilmente dispondrían de financiación bancaria, hace necesario combinar las ayudas públicas con el empleo de fórmulas financieras que, si bien se encuentran suficientemente implantadas en el mercado, no han sido hasta la fecha destinadas a la financiación de proyectos energéticos y, más concretamente, de proyecto consistentes en el aprovechamiento de las energías renovables.

El escaso desarrollo de sistemas de capital riesgo alrededor de la financiación de las E.R. se ha debido a la escasez de negocio del mercado y que, de acuerdo al Plan, en los próximos años puede permitir un gran desarrollo de este tipo de sociedades, cuyas características son especialmente interesantes en el caso de las energías renovables en fase de desarrollo.

Se propone, a la vista del análisis de los sistemas actuales de financiación y las necesidades del Plan, las siguientes medidas:Project Finance, Fondos de inversión , Sociedades de Capital-Riesgo , Emisión de bonos garantizados a largo plazo y Préstamos con subvención al tipo de interés.

Creación o adaptación de líneas de ayudas públicas para la incentivación del Plan.

Es necesario considerar la modificación del marco general de apoyo a las renovables como consecuencia de la variación de las necesidades de ayuda que presentan las diferentes áreas técnicas. Por ejemplo, la madurez alcanzada en el sector eólico ha disminuido drásticamente las necesidades de dedicar subvenciones a fondo perdido en esta área; o, la emergencia de las conexiones a red del sector fotovoltaico que solicitan un impulso inicial para movilizar un mercado que se prevé interesante.

Además, deben considerarse los cambios habidos en las políticas de subvenciones, siempre acusadas de deformar el mercado e incluso de interferir en el desarrollo de las tecnologías más eficientes. Este tipo de interpretaciones, en algunos casos, apoyadas en la realidad, no deben dificultar la aplicación de un instrumento público que ayuda a la definición de la estrategia energética.

Se propone, a la vista de los análisis económico-financieros en relación a la rentabilidad de los proyectos, las lagunas detectadas en la cadena tecnológica, las necesidades de incrementar la producción de equipos, y la necesaria acción de promoción alrededor del Plan, las siguientes líneas de acción:

- Mantenimiento de las líneas actuales de subvención a fondo perdido, adaptándolas a la rentabilidad actual de las tecnologías, a fin de hacerlas atractivas.
- Creación de una línea de subvención para la promoción de la innovación tecnológica.
- Creación de una línea de ayudas a la inversión en la ampliación o creación de fabricación de bienes de equipo

Bonificación porcentual de los costes de aval, en la cobertura de riesgos de las

PYMES por las sociedades de Garantía Recíproca

La estructura empresarial española es la propia de un país desarrollado en torno a las pequeñas y medianas empresas. La PYME se configura como factor clave en materia de incremento de niveles de producción, creación de riqueza y generación de empleo.

La sensibilidad para la incorporación de nuevos procesos productivos más eficaces con vista a mejorar su posición competitiva en un entorno más globalizado, contrasta con la dificultad de las PYMES en el acceso a una financiación adaptada a su realidad, derivado del mayor coste comparativo de la financiación frente a las grandes empresas, unas mayores exigencias en las garantías que deben aportar y la escasez de recursos a largo plazo o la falta de adaptación de los nuevos mecanismos de financiación a los proyectos de pequeña envergadura.

Aún cuando las Sociedades de Garantía Recíproca (SGR) colaboran activamente en la resolución de las citadas dificultades, persisten ciertos inconvenientes que inhiben la capacidad de financiación del crecimiento y expansión de la PYME a través de este tipo de sociedades.

Con el fin de facilitar la implantación de tecnologías renovables en los procesos productivos o en la diversificación del suministro energético de las PYMES será preciso mejorar las condiciones de cobertura de los riesgos contraídos por la Sociedad de Garantía Recíproca y facilitar la disminución del coste del aval para sus socios durante todo el periodo de amortización de la operación garantizada.

ANÁLISIS DEL MERCADO EXTERIOR DE LAS EE.RR.

CAPÍTULO 8

PLAN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Diciembre 1999

1. INTRODUCCIÓN

El objeto del presente capítulo es la realización de un análisis del mercado exterior de las energías renovables, con vistas a detectar las áreas potenciales de mayor interés para las empresas españolas.

El Plan de Fomento plantea un importante despegue en el uso de las fuentes renovables de energía en nuestro país. La importancia de este despegue no se sustancia exclusivamente en su impacto ambiental y energético, sino que además lleva asociados otros efectos de carácter socioeconómico, con repercusiones favorables en la creación de empleo, el fortalecimiento del tejido industrial español y el desarrollo de tecnologías propias, que deberán derivarse de una industria nacional consolidada.

Pero, en un mercado cada vez más abierto y globalizado, para alcanzar un nivel de participación adecuado, incluso en los mercados nacionales, es necesario un alto grado de competitividad. Esta competitividad sólo puede conseguirse a través del mantenimiento de unos niveles mínimos de producción, para lo que en muchas ocasiones es necesario contar con la demanda internacional. A su vez, este posicionamiento en los mercados internacionales, puede tener un impacto adicional multiplicador sobre los impactos socioeconómicos positivos del presente Plan de Fomento de las Energías Renovables. Otros planes similares como los desarrollados en el Reino Unido y Alemania han concedido una especial importancia a este aspecto en sus programas de actuación.¹

¹ El Reino Unido establece en su NFFO (Non Fossil Fuel Obligation) un Programa de Exportación para ayudar a las compañías británicas de energías renovables a expandirse en los mercados internacionales. Ver E.B.Holmes and C. Livingstone "Initiatives to Stimulate the Utilisation of Renewable

La evaluación realizada comprende una valoración de los mercados potenciales a nivel global, y un análisis de la situación de las empresas españolas en relación al mercado exterior, contrastado con los entes más representativos de cada sector.

A través de contactos con las empresas, se ha estudiado la situación actual de sus exportaciones, detectando las tecnologías y mercados en que España participa más activamente e identificando las barreras existentes.

Bajo esta perspectiva se proponen una serie de medidas, en consonancia con la reciente resolución del Parlamento Europeo sobre las nuevas oportunidades de la Unión Europea en la exportación de tecnologías y servicios relativos a la utilización de las energías renovables², para favorecer la presencia internacional de las empresas españolas del sector.

2. CARACTERIZACIÓN DEL MERCADO EXTERIOR

En el momento actual, el mercado de las energías renovables es uno de los de más rápida expansión y crecimiento.

Desde un punto de vista geográfico se pueden apreciar dos segmentos: de un lado, el mercado europeo, que ha demostrado un gran dinamismo en los últimos

Energy Technologies in the U.K." MEDETEC nº 2. Alemania ha justificado su apuesta por las energías Renovables con argumentaciones de política industrial y de posicionamiento tecnológico internacional para incrementar sus exportaciones. Un ejemplo de la importancia económica que puede llegar a tener este tipo de tecnologías es el caso del sector eólico danés. El valor de las exportaciones de este sector supera la suma de sus exportaciones de gas e industria pesquera, dos de sus sectores económicos más importantes.

² Resoluciones del Parlamento Europeo. Las nuevas oportunidades de la Unión Europea en la exportación de tecnologías y servicios relativos a la utilización de las energías renovables. 15.01.1999 A4-0477/98.

años siendo el de mayor crecimiento del mundo, y de otro el mercado de los Países en Vías de Desarrollo (P.V.D.), que ha comenzado su crecimiento en los últimos años y presenta un muy importante potencial de desarrollo.

Este mercado mundial, que en 1995 registró 7.100 millones de Euros de inversión, está previsto que al finalizar el presente año alcance ya los 25.000 millones³ (tabla VIII.1.).

Se estima que un tercio de la población mundial (dos mil millones de personas) no tienen acceso a la energía comercial⁴, y un 50% carece de abastecimiento eléctrico centralizado⁵. El acceso creciente de estos colectivos a la energía comercial y en particular a la eléctrica, unido al crecimiento demográfico y al proceso de urbanización de las poblaciones rurales, permite estimar para el año 2020 un incremento del consumo de energía del 50%⁶ multiplicándose por tres la demanda de energía eléctrica⁷.

Tabla VIII.1

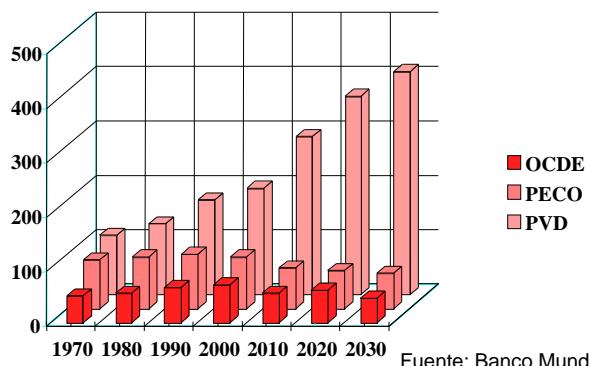
renovables 1995 (millones de Euros)

♦ Minihidráulica	2.500
♦ Biomasa (elect.)	800
♦ E. Solar Térmica	1.100
♦ Energía Eólica	1.100
♦ Fotovoltaica	1.000
♦ Geotermia	600
	7.100

Previsión 1999: 25.000 millones de Euros/año

Fuente: Parlamento Europeo

**Gráfico VIII.1. Evolución del Consumo de Energía
Escenario con ahorro de energía**



Fuente: Banco Mundial

³ Informe sobre las nuevas oportunidades de Unión Europea en la exportación de tecnologías y servicios relativos a la utilización de energías renovables. Doc. ES\RR\367\367604 de 4 de diciembre de 1998

⁴ Consejo Mundial de la Energía

⁵ Parlamento Europeo. Doc. Cit.

⁶ C.M.E.

⁷ Parlamento Europeo. Doc. Cit.

Tabla VIII.2

Inversiones proyectadas en Electricidad (1995-2010)

(En miles de millones de \$)

Tipo de Inversión	Europa Occidental	Europa Central, Oriental y Ex- URSS	América del Norte	Iberoamérica	Asia y Oceanía	África	Mundo Total
Generación							
Carbón	102	43	94	22	446	27	734
Gas Natural	89	43	32	23	96	16	299
Petróleo	1	9	1	8	4	6	29
Nuclear	8	29	6	3	84	0	130
Renovable	15	18	17	52	129	5	236
Subtotal	215	142	150	108	759	54	1428

Fuente: Agencia Internacional de la Energía "World Energy Outlook 1995"

Tabla VIII.3.

Previsión de la demanda eléctrica mundial al 2010 (TWh)

País	1973	1993	2000	2010
Europa	1.270	2.469	2.879	3.445
Europa Central, Oriental y Ex - URSS	1.001	1.879	1.827	2.401
América del Norte	2.013	4.044	4.649	5.713
Iberoamérica	133	557	744	1.030
Asia y Oceanía	771	3.206	4.626	7515
África	91	343	493	802
Total Mundial	5.279	12.498	15.218	20.906

Fuente: Agencia Internacional de la Energía

Este panorama presenta claras oportunidades para que las energías renovables representen un importante papel en el crecimiento previsto.

Las principales ventajas con las que cuenta el desarrollo de las energías renovables en los P.V.D. son:

- Abastecimiento de energía segura y compatible con el medio ambiente
- Grandes recursos potenciales
- Hábitat rural disperso

- Débil tasa de electrificación rural
- No es necesaria la existencia de una infraestructura tecnológica demasiado sofisticada, lo que facilita la transferencia de tecnología.

A estas ventajas hay que añadir el impulso que, para incrementar el uso de estas tecnologías en los P.V.D., puede suponer el desarrollo adecuado de los denominados *mecanismos flexibles*, previstos en el Protocolo de Kioto. En concreto, los Mecanismos de Desarrollo Limpio permiten una

implementación conjunta de los objetivos fijados en el Protocolo entre países industrializados y P.V.D.. Su finalidad es reducir las emisiones globales de gases con efecto invernadero y contribuir paralelamente a que los P.V.D. alcancen un desarrollo sostenible.

3. MERCADO POTENCIAL: PREVISIONES SECTORIALES

Solar Térmica

Desde 1989 el mercado de la energía solar térmica en la Unión Europea ha crecido un 18 % anual, previéndose que esta tendencia de crecimiento continúe, de acuerdo con el estudio realizado por la Federación Europea de Industria Solar⁸. En este mismo estudio se fijaron unos objetivos de crecimiento anuales para el desarrollo del mercado del 23 % para los diez años siguientes, alcanzándose en el 2005 una superficie total instalada de 28 millones de metros cuadrados. Además, se prevén instalaciones para aplicaciones de calentamiento de piscinas de 4,8 millones de metros cuadrados en el año 2005.

Estas cifras supondrían la creación de 70.000 puestos de trabajo en la producción, venta e instalación de estos sistemas solares en el 2005, así como para llevar a cabo el mantenimiento de los 30 millones de metros cuadrados de colectores instalados.

El informe TERES II⁹ evalúa el potencial de aprovechamiento de la energía solar térmica a largo plazo. Las previsiones según distintos escenarios más o menos favorables al desarrollo de las tecnologías indican una producción de entre 0,6 y 5,1 Mtep en el año 2010.

Según el Consejo Mundial de la Energía, y siguiendo la hipótesis tomada de "Promo-

ción Activa", se llegaría a una estabilidad del mercado en el año 2020. El segundo escenario denominado "Sun in Action" apunta a un mercado estable en el 2035, mientras que el último escenario, hipótesis "Forum", es fruto del informe sobre la energía hasta el año 2010 de la UE¹⁰. El gráfico VIII.2 muestra estas tres hipótesis¹¹.

Por su parte, la Comisión Europea establecía en el Libro Blanco una superficie a instalar desde el año 1997 hasta el 2010 de 94 millones de metros cuadrados, lo cual llevaría a una superficie total instalada en la Unión Europea de 100 millones de metros cuadrados que producirían 4 Mtep en el año 2010.

En el resto del mundo, los principales mercados de energía solar térmica a baja temperatura se concentran en los países mediterráneos y en la India.

Otro mercado con un potencial de gran interés es el de la energía solar térmica de alta temperatura para la producción de energía eléctrica, si se consiguen eliminar las barreras económicas existentes. Se espera que antes de diez años esta tecnología será competitiva en comparación con los combustibles fósiles. En ese caso se calcula un previsible mercado anual de 8.000 millones de Euros, especialmente centrado en los países de África del Norte.

Solar Fotovoltaica

El estudio "Photovoltaics in 2010", publicado en 1996, ha identificado unos sectores de mercado prioritarios que suponen un total de 2.000 MWp instalados en Europa en ese horizonte, desglosados según se recoge en la tabla VIII.5:

⁸ Sun in action. The solar thermal market. A strategic plan for action in Europe. European Solar Industry Federation. Febrero 1996.

⁹ The European Renewable Energy Study (TERES). Prospects for renewable energy in the European Community and Eastern Europe up to 2010. Programa Altener

¹⁰ European Energy to 2010: A scenario approach. Fundado en el documento SEC (95) 2283 del 20 de Diciembre de 1995.

¹¹ Se utiliza la convención de Eurostat para la producción de energía solar térmica según la cual 1 TWh = 0,086 Mtep.

Tabla VIII. 4. Previsión para plantas de Energía Solar Térmica (2010-2015)

País	Previsión Eléctrica (kWh/año billones)	Crecimiento Eléctrica (kWh/año billones)	% Contrib. Solar	Contrib. Electricidad Solar (kWh/año billones)	Construcción Solar (GW/año)
<i>Países OCDE</i>					
USA	2975	57	3	1.71	0.86
México		12	10	1.2	0.6
Europa	2374	67	1	0.67	0.34
Japón/Canadá	1327	28	0	0	0
	225	7	5	0.35	0.18
Australia/MZ					
<i>Países No OCDE</i>					
China	748	122	1	1.22	0.61
India	354	32	5	1.6	0.8
Oriente Medio	245	9	10	0.9	0.45
Africa	304	17	8	1.36	0.68
S. América	527	17	3	0.51	0.26
Otros	2153	74	1	0.74	0.37
TOTAL	11355	442	2.3	10.26	5.1

Gráfico VIII.2.

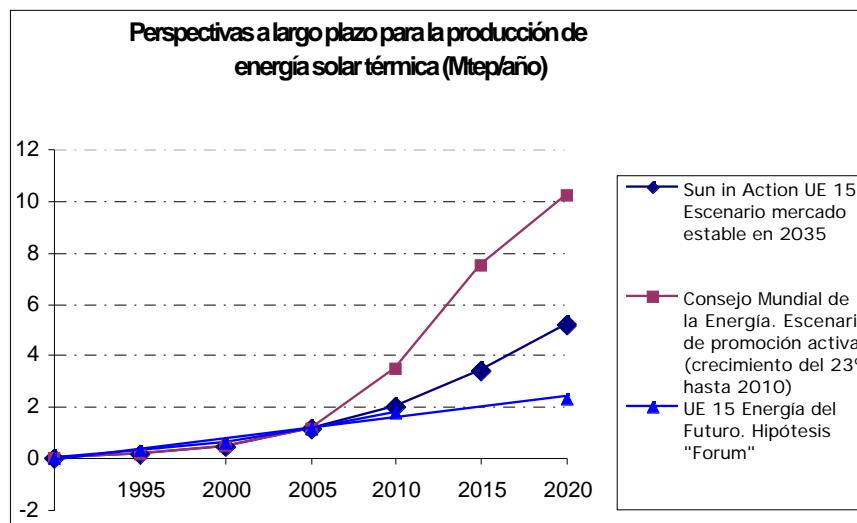


Tabla VIII.5.

Objetivo en el año 2010	
Potencia instalada acumulada en Europa	Total: 2.000 MWp - Tejados fotovoltaicos 900 - Fachadas edificios comerciales e institucionales 400 - Otros tipos de conexión a red 400 - Edificios aislados y comunidades en islas: 100 - Aplicaciones especiales 200
	1.000 MW/año
% europeo del comercio internacional	> 40 %
Hogares suministrados en países en vías de desarrollo	20 millones

El Libro Blanco indica unos objetivos de 3.000 MWp instalados en el año 2010.

Algunos P.V.D. están desarrollando importantes programas de electrificación rural con energía fotovoltaica para resolver el desabastecimiento. La República sudafricana tiene prevista la electrificación con energía fotovoltaica de 50.000 hogares. Túnez, con la colaboración del Global Environmental Found, electrifica con energía

fotovoltaica varios miles de viviendas anualmente.

Energía Eólica

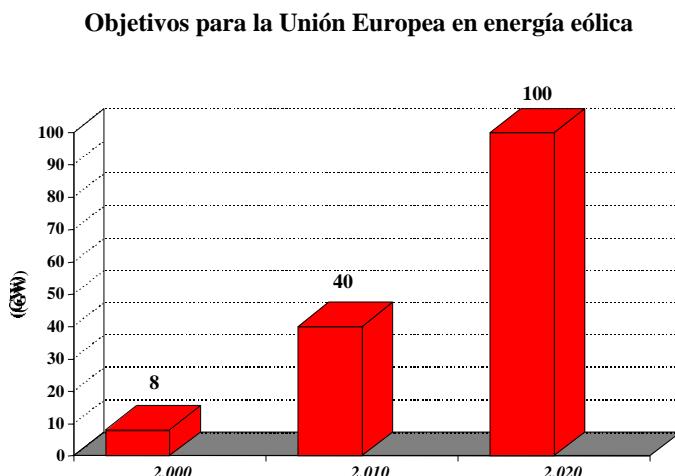
El estudio TERES II prevé una producción de electricidad mediante energía eólica de entre 28,9 y 82,4 TWh en el año 2010.

La Asociación Europea de Energía Eólica (EWEA) prevé unos objetivos para el año 2.000 de 8.000 MW, y de 40.000 para el año 2010.

Segmentación del mercado fotovoltaico

Mercado tradicional	Sin conexión a red	Urbano (descentralizado)	Cías. Eléctricas
15-20 fijo % crecimiento al año	Gran potencial inmediato para países desarrollados	Gran potencial inmediato para países desarrollados	Potencial no inmediato

Gráfico VIII.3.



Fuente: EWEA

Este objetivo de la EWEA coincide con el establecido por la Comisión Europea en su Libro Blanco sobre las Energías Renovables.

Tabla VIII.6.

Mercado de Energía Eólica para el período 2001 - 2005

	Capacidad Total (MW) 1996	Nueva Capacidad 2001 - 2005	Capacidad Total (MW) 2005
Europa Occidental	3.447	6.750	15.507
Europa Central, Oriental y Ex - URSS	66	600	1.376
América del Norte	1.617	2.400	5.367
Iberoamérica	34	870	1.274
Asia y Oceanía	921	4.635	8.741
África	19	700	1.204
Total Mundial	6.104	15.955	33.469

Fuente: Wind Energy: The facts. A plan for action in Europe. European Commission

En los países desarrollados los principales mercados se encuentran en Canadá, Italia, Japón y Noruega. Entre los países P.V.D. los mercados más importantes actualmente son China, los países mediterráneos y la India. Entre los países mediterráneos los focos de mayor interés se encuentran en Egipto, que tiene proyectado instalar 600 MW de energía eólica en el medio plazo, y Marruecos.

En Iberoamérica los países que presentan mayor potencial de desarrollo en la actualidad son Brasil, Argentina, México y Costa Rica.

Biomasa

El Libro Blanco de la Comisión Europea concede un importante papel a la biomasa dentro de las energías renovables. Se prevé la introducción de 90 Mtep hasta el año 2010 procedentes de la biomasa, con lo que en dicho año este recurso aportará las

tres cuartas partes de la energía primaria de origen renovable.

La Asociación Europea para la Biomasa (AEBIOM) propone un desglose de las aplicaciones de la biomasa en los objetivos fijados para el 2010 distinto del descrito en el Libro Blanco.

Biomasa por tipo de aplicación	Libro Blanco	AEBIOM
Uso térmico	75	102
Electricidad	42	22
Biocombustibles líquidos	18	11
TOTAL	135	135

Energía hidráulica

La energía hidroeléctrica, es una tecnología probada y competitiva en relación a otras fuentes energéticas. Sin embargo, en el ámbito de las minicentrales, se estima que la UE explota actualmente sólo un 20 % del potencial.

En 1995 en Europa se produjeron aproximadamente 307 TWh de energía hidroeléctrica con una capacidad total de 92 GW. Las minicentrales de menos de 10 MW representaban ese año el 10 % de la capacidad instalada y produjeron 37 TWh.

Se estima que de aquí al año 2001 la capacidad instalada de las grandes centrales hidroeléctricas se incremente en un 10 % (8.500 MW)¹²

Una contribución realista para las pequeñas centrales supondría una capacidad adicional instalada de 4.500 MW de aquí al 2.010¹³.

El informe TERES II¹⁴ señala que existe una capacidad a nivel mundial sin explotar de 15.000 TWh, aunque la situación euro-

pea es menos optimista, ya que la mayoría de las localizaciones rentables ya han sido desarrolladas.

Algunos estudios estiman que en Europa se podrían explotar de manera económicamente rentable aproximadamente 750 TWh, sin embargo, la mayoría de los proyectos no se podrán realizar debido a restricciones medioambientales.

En la Unión Europea, el potencial técnico se ha estimado en 400 TWh, de los que 70 TWh se consideran en España

A nivel mundial todavía existe un muy importante potencial para desarrollar. En particular en los países iberoamericanos existe un gran mercado que está comenzando a ser aprovechado por las empresas españolas, especialmente en Brasil y los países centroamericanos (gráfico VIII.6).

4. LAS EMPRESAS ESPAÑOLAS ANTE LOS MERCADOS MUNDIALES DE ENERGÍAS RENOVABLES

Energía Solar Térmica

De los siete principales fabricantes españoles de esta tecnología, sólo dos dedican actualmente parte de su producción a la exportación.

El mercado exterior actual de esta tecnología para las empresas españolas del sector se concentra en el Norte de África. En este mercado la principal competencia para nuestras empresas proviene de Grecia e Israel. En otras áreas geográficas también hay una fuerte competencia de empresas australianas y japonesas.

Un desarrollo futuro en el mercado mediterráneo pasaría por la realización de operaciones de transferencia de tecnología y la

¹² Teniendo en cuenta el desarrollo que cabe esperar con las limitaciones medioambientales

¹³ Según el Libro Blanco de la Unión Europea

¹⁴ The European Renewable Energy Study (TERES)

instalación de empresas españolas en alguno de los países del área.

Energía Solar Fotovoltaica

La industria fotovoltaica española es una de las más significativas a nivel internacional, produce aproximadamente el 43% de la producción del conjunto de los países de la Unión Europea y un 7% de la producción mundial.

Las industrias españolas del sector son empresas muy dinámicas y orientadas claramente hacia la exportación. Un dato significativo de la importancia que tiene para el sector el mercado internacional es la exportación de más del 80% de su producción actual. El 50% de la producción se exporta al resto de Europa y otro 30% al

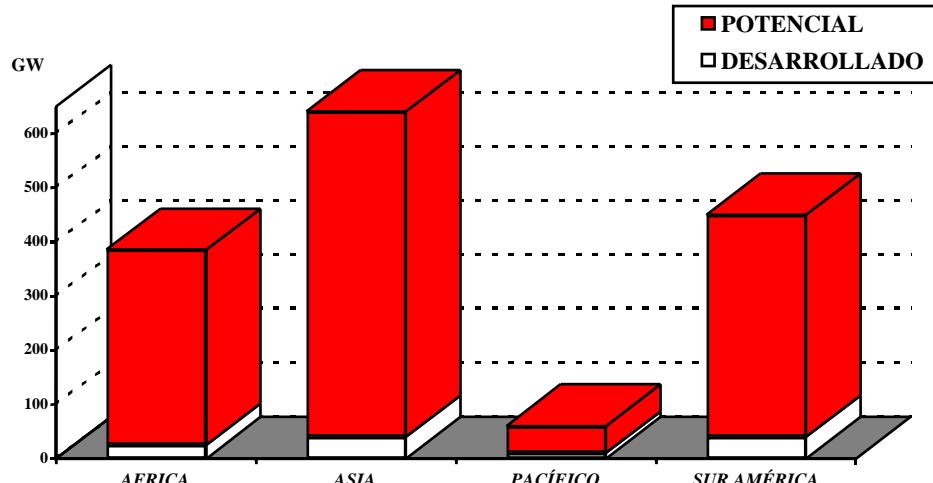
resto del mundo, fundamentalmente a África e Iberoamérica. Además, hay que tener en cuenta que una parte de lo que se vende en España se instala fuera de nuestras fronteras, a través de distribuidores u O.N.G. (tabla VIII.6).

Como puede apreciarse en el cuadro, la capacidad de producción de la industria es prácticamente del doble de la producción real, por lo que hay un importante margen para poder incrementar las exportaciones.

Además de la U.E. el mercado natural para las empresas españolas es Iberoamérica y el Norte de África. Las formas de venta están muy diversificadas, unas veces lo hacen mediante contratos llave en mano y otras mediante socios locales a través de ONG's.

Gráfico VIII.4.

Potencial hidráulico de los P.V.D.



Fuente: Small Hydropower – Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH

Tabla VIII.7.**Producción y destino de la fabricación española de módulos fotovoltaicos (1998)**

	Capaci-dad Pro-dución MWp año	Produc-ción MWp año	DESTINO					
			España MWp año		Unión Europea sin España, MWp año		Fuera de Europa MWp año	
TOTAL ESPAÑA	22,5	12,5	2,3	18,4%	6,45	51,6%	3,75	30%

Fuente: ASIF

La competencia a las empresas españolas proviene fundamentalmente de EE.UU y más recientemente también de Francia.

El sector se apoya en ocasiones en los instrumentos públicos de promoción existentes. El mercado fotovoltaico es muy competitivo, y, requiere de un alto nivel de agilidad a la hora de desarrollar un proyecto, lo que está en contraposición con la diversidad, complejidad y lentitud de algunos de los instrumentos.

Energía Eólica

El sector eólico es uno de los sectores que más dependen de la exportación para garantizar su futuro. Con una capacidad de producción anual de 1.500 MW y una previsión de demanda interna del orden 650 MW anuales, la industria necesita del mercado exterior no sólo para dar salida a sus excedentes sino también para conseguir un volumen de mercado que le permita ganar competitividad, a través de la reducción de sus precios unitarios, para defender sus cuotas de mercado nacional en un mercado abierto.

Las empresas españolas poseen un nivel tecnológico competitivo con los países más

avanzados del sector, especialmente, en máquinas de pequeña y mediana potencia¹⁵.

Aunque las empresas son cada vez más activas en el mercado internacional, éste todavía no tiene una gran importancia en su cartera de pedidos. Actualmente se realizan exportaciones a China, India y Túnez, entre otros países, estando en estudio operaciones de transferencia de tecnología a China y operaciones de venta a otros países como Egipto y Argentina.

La competencia fundamental procede de empresas danesas, aunque también hay competencia con empresas alemanas, holandesas o japonesas.

Biomasa

Es un sector dispar, tanto en las variedades de productos ofertados como en las características de las empresas involucradas. La mayor parte de las empresas no tienen una actividad exclusiva en el campo de la biomasa. Al no ser ésta la actividad principal, la actividad comercial en el exterior, a este

¹⁵ En particular máquinas con potencia igual o inferior a 600 kW aunque empiezan a incorporarse con éxito máquinas de potencias superiores.

respecto, es reducida o complementaria a la realizada para otras actividades.

Con todo, la actividad no es despreciable, alcanzándose ya en España posiciones de cierta importancia en el ámbito de los equipos domésticos individuales, el suministro de equipos industriales a pequeña escala (principalmente basados en el aceite térmico como fluido calorportador) y en plantas de producción de biogás. En cada uno de estos campos, la situación actual está basada en la existencia de un número muy reducido de empresas que han hecho de la biomasa una de sus principales actividades.

En algunas empresas la facturación exterior alcanza el 50% de la facturación total. Los principales mercados a los que se dirigen las exportaciones españolas del sector son Iberoamérica y los países mediterráneos.

La principal competencia proviene de los países del Norte de Europa y EE.UU.

Minihidráulica

En España existe experiencia y capacidad para desarrollar actividad en todos los ámbitos del negocio minihidráulico, ya sea fabricación de turbinas, equipamiento eléctrico y mecánico o ingeniería. Además, existen compañías interesadas en invertir en este tipo de proyectos, especialmente en países iberoamericanos.

Sin embargo, el sector está mediatisado por la dependencia de licencias de fabricación de turbinas extranjeras y la pertenencia de algunas de las mayores empresas a multinacionales.

En el caso de las empresas que dependen de multinacionales, la política de cara a los mercados internacionales, viene fijada por

la casa matriz, bien mediante el reparto de zonas geográficas entre sus diversas filiales o mediante la asignación directa de los proyectos.

Las empresas que no dependen de multinacionales, incluso las de tamaño grande, se encuentran con problemas de credibilidad ante los potenciales clientes y la banca. Este problema puede ser resuelto a través de avales técnicos institucionales a cada proyecto y la promoción de consorcios industriales y financieros, que funcionen bajo la fórmula de compañías de servicios energéticos (ESCOs).

En muchos casos, las empresas juegan el papel de promotores, lo que limita su participación en los sistemas públicos de promoción para no perder confidencialidad.

Con los actuales procesos de privatización del sector eléctrico, se están abriendo grandes posibilidades en el mercado exterior, especialmente en Iberoamérica. Otras áreas geográficas donde acuden las empresas españolas son el Mediterráneo y el Sudeste Asiático.

Existe una fuerte competencia internacional procedente sobre todo de compañías de Europa y de EE.UU.

5. MEDIDAS PROPUESTAS

En España y en la Unión Europea existe una amplia gama de programas y productos de apoyo para la introducción de las empresas en los mercados internacionales, a estos programas habría que añadir las posibilidades existentes en las instituciones financieras internacionales.

Estos instrumentos, en los que participa la Secretaría de Estado de Comercio, Turis-

mo y de la Pequeña y Mediana Empresa, del Ministerio de Economía y Hacienda, a través de sus Direcciones Generales y Organismos Públicos, se dirigen a financiar tanto operaciones comerciales (exportaciones) como de inversión. Sin pretender dar una lista exhaustiva, se mencionan a continuación los más destacados. Para un conocimiento más a fondo de los mismos se recomienda dirigirse a los organismos que se mencionan en los párrafos siguientes.

Desde la Administración Central, los instrumentos financieros de apoyo a la exportación más destacados son los siguientes:

En primer lugar, el Fondo de Ayuda al Desarrollo (FAD), con cargo al cual el Estado español concede préstamos en condiciones concesionales, muy generosas, a los países en vías de desarrollo. Estos préstamos tienen naturaleza ligada, es decir, que deben utilizarse para la adquisición de bienes y servicios españoles, lo que abre posibilidades para aquellas empresas que deseen colaborar al desarrollo económico y social de dichos países en el ámbito de las energías renovables. Este instrumento se coordina a través de la D.G. de Política Comercial e Inversiones Exteriores.

Otro Instrumento gestionado también por la D.G. de Política Comercial e Inversiones Exteriores es Fondo de Estudios de Viabilidad (FEV), que financia la realización de estudios por parte de empresas consultoras españolas sobre la viabilidad de proyectos en países extranjeros con potencial de arrastre también para el sector exportador español. Esta ayuda se materializa bien en donaciones a los gobiernos beneficiarios (modalidad pública) o bien en la cofinanciación de los estudios de viabilidad (modalidad privada).

El Estado también apoya las exportaciones desde el punto de vista financiero a través

del Seguro de Crédito a la Exportación, cubriendo riesgos de carácter político a cualquier plazo y riesgos comerciales a más de tres años. El órgano responsable es la S.E. de Comercio, Turismo y Pyme, y la función se desarrolla concretamente a través de la Compañía Española de Seguro de Crédito a la Exportación (CESCE).

Este conjunto de instrumentos de apoyo a la exportación se complementa con el llamado CARI (Convenio de Ajuste Recíproco de Intereses) que es un sistema de estabilización de tipos de interés que permite la transformación de tipos variables a los que se financia la banca en el mercado de capitales en tipos de interés fijos, de modo que el exportador español pueda ofrecer a sus clientes extranjeros una financiación con un tipo de interés predeterminado desde el comienzo de la operación. Este instrumento se coordina a través de la D.G. de Política Comercial e Inversiones Exteriores y, como ocurre con los anteriormente expuestos, lo gestiona el Instituto de Crédito Oficial, en su papel de agente financiero del Estado. Adicionalmente, algunas Comunidades Autónomas cuentan con líneas propias de apoyo a las exportaciones de las empresas situadas en su territorio.

El Instituto Español de Comercio Exterior (ICEX) junto con el Consejo Superior de Cámaras de Comercio y las Comunidades Autónomas tienen en marcha el Plan de Iniciación a la Promoción Exterior (PIPE 2000). El Programa consiste, básicamente, en un proceso tutorizado de apoyo a las PYMES españolas en sus primeros esfuerzos de exportación e internacionalización con ayudas y servicios adicionales para obtener dicho fin.

Por lo que se refiere a las operaciones que suponen una inversión de capital en el exterior, en los últimos años se ha creado un amplio abanico de programas, fondos o

líneas de crédito, tanto desde la Administración Central como desde las Comunidades Autónomas. En general también se trata de facilitar financiación en condiciones ventajosas.

La Línea ICEX-ICO para la internacionalización de la empresa está dirigida a proyectos de pequeñas y medianas empresas, mientras que el **Programa PROINVE** del ICO se orienta a grandes proyectos de inversión.

Existen diversas **líneas de financiación** del ICEX y la Compañía Española de Financiación del Desarrollo (COFIDES) para la inversión productiva de empresas españolas en países menos desarrollados, y de ésta última y determinadas entidades multinacionales como el Banco Europeo de Reconstrucción y Desarrollo (BERD) o el Banco Europeo de Inversiones (BEI).

El Programa de Apoyo a Proyectos de Inversión (PAPI) del ICEX tiene como finalidad proporcionar apoyo financiero para cubrir parte de los costes incurridos en el establecimiento, ampliación o diversificación de una empresa española en el exterior.

Para finalizar esta relación, es necesario mencionar el apoyo ofrecido por la red de Oficinas Comerciales de la Secretaría de Estado de Comercio, Turismo y de la Pequeña y Mediana Empresa, repartidas por prácticamente todos los países con los que España realiza operaciones económicas, así como desde la empresa Expansión Exterior, y los encuentros empresariales de cooperación promovidos por la Dirección General de Política de la Pequeña y Mediana Empresa.

Sin embargo, no son utilizados de manera satisfactoria por las empresas del sector,

especialmente por las PYMEs, debido a diversas razones (complejidad y excesiva diversidad de instrumentos, largos plazos de maduración, falta de colaboración entre los diversos organismos de la administración, etc. Por todo ello, se hace necesario de acuerdo a las recomendaciones del Parlamento Europeo¹⁶, la realización de un programa de fomento de las exportaciones del sector de energías renovables.

El objetivo del programa es la promoción de la industria española de energías renovables en el exterior y la puesta a disposición de las mismas de información sobre los mercados internacionales y las posibilidades de asistencia y financiación. Este programa debe servir de apoyo a las empresas españolas a través de una actuación integral en todas las fases de la actividad exportadora, desde la identificación de mercados a la consecución de financiación para los proyectos, que ayude a eliminar las barreras existentes para esta actividad.

Esta asistencia global será asegurada por IDAE, como organismo de la administración responsable de la promoción de las energías renovables, a través de la coordinación de sus actividades con los diferentes organismos e instituciones españolas que tienen como objetivo incrementar el comercio exterior. Una mejor coordinación de las diversas actividades conllevaría una mayor facilidad por parte de las empresas para acceder a los fondos de apoyo existentes, una mayor eficacia en la acción, y por tanto, un mayor rendimiento de los fondos públicos utilizados y un mejor aprovechamiento de los fondos comunitarios e internacionales en beneficio de la industria española.

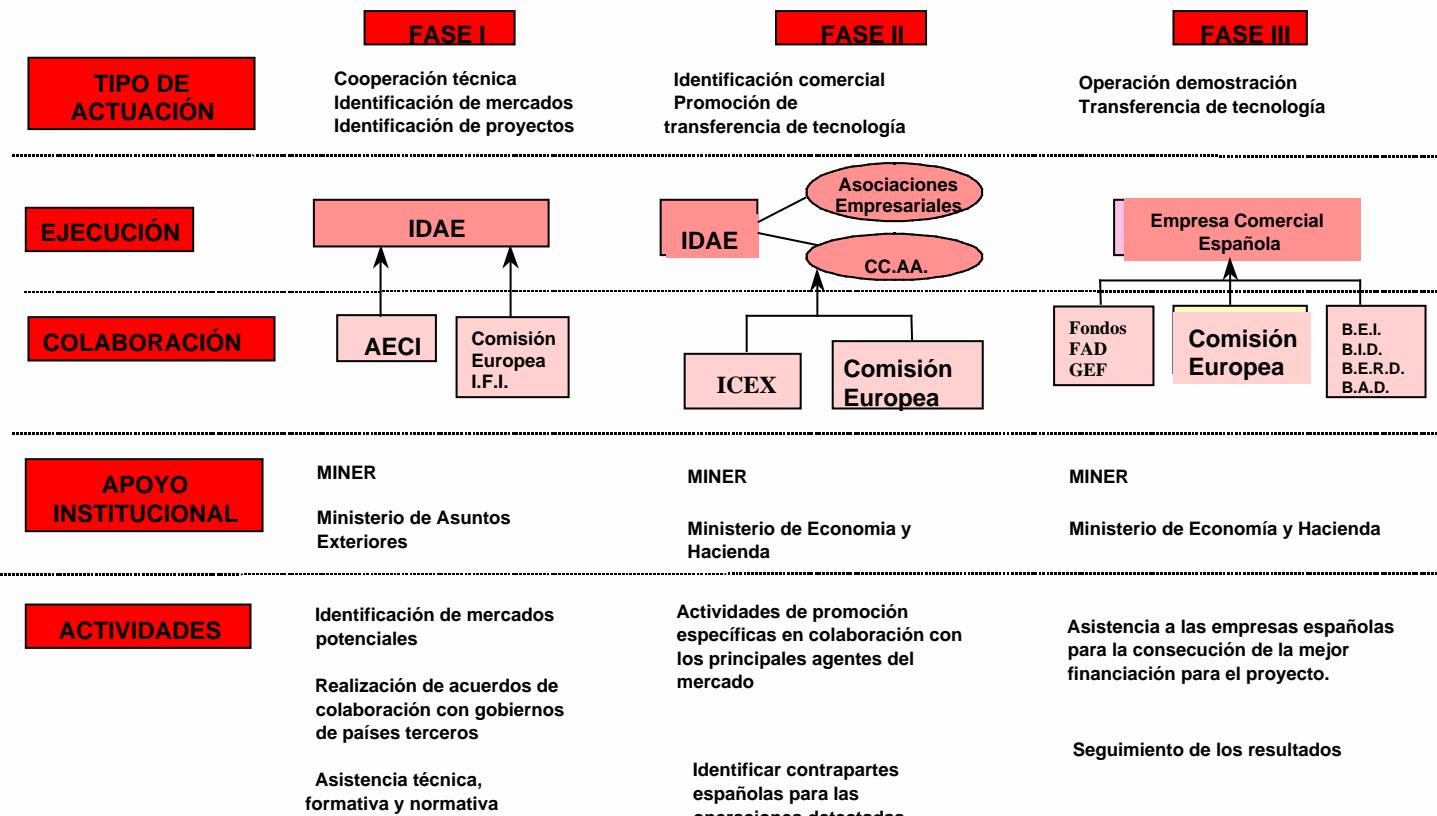
Para conseguir estos objetivos se proponen las siguientes medidas:

¹⁶ Parlamento Europeo. Doc. Cit

- Elaboración de una estrategia transsectorial y sectorial de fomento a la exportación.
- *Proponer que en los acuerdos de colaboración con terceros países se tenga en cuenta la importancia del desarrollo de las energías renovables, y la supresión de las barreras arancelarias existentes.*
- Especial atención en los programas españoles de cooperación internacional de los proyectos de energías renovables o tendentes a favorecer su utilización.
- Realización de asistencia técnica a los gobiernos de los P.V.D. que lo deseen para la creación de un marco favorable al desarrollo de las EE.RR. a través de planes de fomento de las EE.RR, estudios del potencial de mercado, actividades normativas y formativas.
- Creación de un servicio global de información a las empresas sobre todos los instrumentos de apoyo nacional e internacional existentes.
- Promoción de la colaboración de las empresas españolas en los mercados internacionales, prestando especial atención a la promoción de consorcios de exportación constituidos por PYMEs.
- Promoción de consorcios industriales y financieros que trabajen bajo la fórmula de compañías de servicios energéticos.
- Establecimiento de un sistema institucional de avales técnicos de las empresas ante los posibles clientes y las instituciones financieras.
- Elaboración de una estrategia específica para la implementación de medidas de apoyo en información, formación, mercadotecnia y celebración de ferias.
- Ayudas iniciales eficaces de acceso de las PYMEs a los mercados de países terceros.
- Apoyo a la realización de programas pilotos de transferencia de tecnología.
- Desarrollo de instrumentos de financiación innovadores. Como el apoyo a la aplicación de fórmulas tipo financiación por terceros¹⁷ a proyectos de exportación, sistemas de alquileres de equipos de abastecimiento basados en energías renovables o programas de pequeños préstamos o de agrupación de pequeños proyectos que haga más fácil su financiación y permitan bajar los umbrales a partir de los cuales pueden invertir o participar en los proyectos pequeñas y medianas empresas
- Seguimiento de los mecanismos de flexibilidad del Protocolo de Kyoto, para favorecer su utilización por las empresas españolas, como instrumentos de desarrollo, mejora del medio ambiente y penetración en nuevos mercados.
- Creación de una base de datos en CD-Rom e Internet sobre los productos, servicios y empresas españolas de energías renovables.

¹⁷ A mediados de los años 80 surge una nueva actividad de financiación de proyectos en el campo de la energía que es la financiación por Terceros. Esta consiste en la identificación y ejecución de un proyecto que suponga un ahorro energético por una compañía de Servicios Energéticos (ESCO). Esta compañía asume todas o parte de las fases de la inversión, recuperando el coste total de las inversiones, incluido su beneficio, mediante los ahorros generados con la puesta en marcha del proyecto. La ESCO no presta dinero sino que es quien realmente hace la inversión. Los términos de la negociación se establecen a través de la firma de un contrato con el usuario. Actualmente existen 35 ESCOS en Europa y el sistema tiene una experiencia probada de más de 10 años, especialmente por el IDAE que la ha utilizado en numerosos proyectos en los sectores industriales y de servicios.

Tabla VIII.8. FASES DEL PROGRAMA DE APOYO INTEGRAL A LA EXPORTACIÓN



6. BIBLIOGRAFÍA

- **Small Hydropower. An Option with a Future.** Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH
- **Energía para el futuro: Fuentes de energía renovable.** Libro blanco para una estrategia y un Plan de Acción Comunitarios. Comisión Europea
- **The European Renewable Energy Study (TERES).** Prospects for renewable energy in the European Community and Eastern Europe up to 2010. Programa Altener
- **Resolución sobre las nuevas oportunidades de la Unión Europea en la exportación de tecnologías y servicios relativos a la utilización de energías renovables.** Parlamento Europeo. A4-0477/98 de 15.01.99
- **Wind Energy: The facts. A plan for action in Europe.** Comisión Europea 1999
- **Survey of Energy Resources.** World Energy Council. 1998
- **Energy after RIO. Prospects and Challenges.** UNDP. 1997
- **Report on the NGO Workshop on joint implementation on tradable permits.** Climate Network Europe. Bonn 2.03.97
- **Cómo participar en las licitaciones de los organismos multilaterales.** María Luisa Marteles y Javier Laforgué. ICEX. 1998
- **Trade promotion by the DTI for renewable energies.** John Buckley. New and Renewable Energy Programme. ETSU. 1999
- **Sun in action. The solar thermal market. A strategic plan for action in Europe.** Solar Industry Federation. Febrero 1996.

SEGUIMIENTO Y CONTROL DEL PLAN

CAPÍTULO 9

PLAN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Diciembre 1999

1. INTRODUCCIÓN

El diseño y puesta en marcha de un Sistema de Seguimiento constituye una necesidad y a la vez uno de los principales elementos del Plan de Fomento de las Energías Renovables ya que representa una garantía de **calidad y control, de eficacia y una mejora real** a lo largo de todo el proceso de desarrollo del Plan.

Si la creación y aplicación de sistemas de control es una necesidad en cualquier plan de cierta entidad, estos se convierten en una obligación cuando, como en el caso del Plan de Fomento, los objetivos e inversiones son importantes y viene promovido por la Administración. 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 Sistema de Seguimiento debe de constituir a su vez una de las bases para el logro de la máxima eficacia. Dar cuenta de forma periódica de los objetivos conseguidos y de los medios utilizados y analizar las desviaciones producidas, implica un esfuerzo de planificación y rigor que redundará, sin lugar a dudas, en una mayor eficacia en la asignación de recursos y en el desarrollo de los diferentes proyectos y acciones.

El Sistema debe permitir también el análisis de las causas que estén incidiendo en las diferentes desviaciones, y la identificación tanto de medidas correctoras como de posibles oportunidades cara a optimizar la consecución de los objetivos dentro del marco y condicionantes que establece el Plan.

2. PRINCIPALES OBJETIVOS

El objetivo principal del seguimiento del Plan de Fomento es conseguir la valoración de los impactos producidos en su desarrollo y el análisis de las barreras que persistan de manera que se puedan establecer los mecanismos que permitan superarlas. Los impactos deberán estar referidos a los aspectos socioeconómicos, energéticos financieros, tecnológicos e industrial, así como los relacionados con el empleo, abordados tanto desde los enfoques sectoriales y regionales, como desde los específicos de los diferentes proyectos.

Los resultados de los proyectos serán valorados desde el punto de vista del éxito técnico, energético y económico, del éxito comercial de los mismos y de su capacidad de replicabilidad.

La evaluación de los contenidos tecnológicos se basará en el estudio de los aspectos de introducción o definición de mejoras, tanto con tecnologías nuevas como con las ya conocidas, que por razones de inercia no han sido suficientemente desarrolladas. En este sentido, se trata de detectar los avances realmente consolidados, las oportunidades del mercado y las condiciones que deben confluir para configurar un mercado estable.

Respecto a los impactos sobre el desarrollo regional su interpretación se basará en valorar las posibles incidencias de los proyectos en sectores básicos de la economía regional, la incidencia sobre los fabricantes de bienes de equipo, aumento de la competitividad, especialización en determinados productos o la emergencia de nuevas líneas de actividad. En este sentido, la valoración de los efectos sobre el empleo será analizado tanto en su aspecto cuanti-

tativo como en su aspecto de generadora de nuevos perfiles de especialización de la mano de obra, o la oportunidad de incentivar líneas de financiación.

Además, se evaluará la dotación de infraestructuras o la creación de nuevas actividades económicas, esto es, la afectación que se haya producido sobre el conjunto del tejido industrial.

Respecto a los impactos medioambientales, se estudiarán de forma sistemática las consecuencias sobre el medio ambiente de las actividades del Plan de Fomento propuesto para conseguir que éstas queden plenamente incorporadas y sean tenidas debidamente en cuenta en la fase más temprana del proceso decisorio del proyecto en las mismas condiciones que las consideraciones de índole económico y social.

3. DIRECTRICES DE CONTROL

El Sistema de Seguimiento y Control del Plan de Fomento se ha diseñado como un sistema:

- Integrado
- Planificado
- Continuo
- Extensivo
- Analítico
- y Estratégico

Integrado

El seguimiento realizado de forma externa permite la seguridad del control, pero no posibilita la mejora del proceso. Consecuentemente, el Sistema debe formar parte de dis-

tintos proyectos y acciones que contempla el Plan, ya que de esa forma podrá contribuir a mejorar la eficacia de los mismos y a optimizar tanto su desarrollo como sus resultados.

Planificado

El Sistema es una actividad más del Plan, y por ello debe estar incluido en la planificación general, garantizando la aplicación del Sistema:

- De forma periódica, de acuerdo con los tiempos de desarrollo – ejecución que cada línea de actividad requiera.
- Al cumplimiento de determinados hitos o puntos de inflexión que recoge el Plan y que exigen una evaluación previa como punto de partida de la valoración o reflexión.
- Cuando las desviaciones sobre los objetivos superen determinados niveles de tolerancia, a fin de implementar las medidas correctoras lo antes posible.

Continuo

La continuidad debe ser la base operativa de un Sistema de Seguimiento que pretende ser eficaz. Y lo es tanto por la lógica necesidad de controlar la evolución de los principales indicadores como por la propia coherencia en el tiempo del Plan y sus objetivos.

Extensivo

Debe abarcar el conjunto de actividades que componen el Plan y el horizonte temporal del mismo. De la misma forma que todas las actividades y proyectos son parte y están implicados en unos objetivos globales, el Sistema de Seguimiento debe incluir los seguimientos parciales como base, justificación y apoyo del seguimiento global.

Analítico

Además de detectar las posibles desviaciones, el Sistema debe disponer de mecanismos propios para identificar las causas que están produciendo esas desviaciones. El compromiso que conlleva el Plan exige, como ya se ha señalado en la Introducción, ir más allá del mero control e implicarse en la resolución de los problemas.

Estratégico

Además de identificar las causas, el Sistema contará con mecanismos que promuevan la creación y desarrollo de medidas de optimización y la incorporación de nuevas acciones / estrategias cara a aprovechar las oportunidades que la evolución del entorno o la simple ejecución del Plan vayan ofreciendo.

4. PROCEDIMIENTO OPERATIVO

La realización de las tareas de Seguimiento y control del Plan de Fomento abarcan un amplio espectro de actividades que se incluyen en los siguientes grandes capítulos:

- Obtención de la información necesaria, referida a las Ayudas de todo tipo y procedencia, a las promociones e instalaciones realizadas y sus valores económicos, energéticos y medioambientales, al desarrollo socioeconómico inducido, y al desarrollo tecnológico y de innovación.
- Procesamiento técnico y administrativo de la información, con aplicación de los medios necesarios, tanto informáticos como de recursos humanos, etc.
- Análisis del entorno y estudios de Prospectiva, que implica el conocimiento y uso de una gama de información mucho más amplia, así como de modelos informáticos y recursos muy especializados y de alto nivel.
- Realización del informe de Seguimiento, que ha de incluir un análisis y un diagnóstico de la situación, de las evoluciones y de las tendencias, así como recomendaciones y propuestas de posibles líneas de actuación que, en consonancia con las líneas estratégicas del Plan de Fomento, permitan adaptar, en lo necesario, las acciones a las condiciones del entorno.

Es necesario destacar, que las fuentes de información para este análisis son muy diversas y que provendrán de las distintas Administraciones y de las solicitudes de ayudas públicas, de datos suministrados por fabricantes de bienes de equipo, asociaciones de empresas, Comunidades Autónomas, etc., que aportarán una información complementaria que permitirá interpretar y valorar más adecuadamente los resultados que se obtengan.

Para la ejecución de esta actividad de análisis se utilizarán cuando menos las siguientes fuentes:

- Bases de datos económicas, de empleo, energéticas y tecnológicas de las solicitudes de ayudas públicas de proyectos.
- Consumos energéticos, nacional y de las CC.AA.
- Parámetros socio-económicos de las CC.AA.
- Estudios sectoriales.
- Estudios específicos sobre determinadas tecnologías.
- Encuestas sobre innovación tecnológica en las empresas.
- Estudios sobre el consumo de energía por sectores.
- Análisis de la evolución de los trabajos de prospectiva energética.
- Información de fabricantes de bienes de equipo, instaladores y usuarios.
- Contrastación de parámetros básicos por medio de proyectos de referencia.
- Interpretación de resultados vistos desde las distintas Administraciones.
- Análisis de posibilidades de los distintos instrumentos financieros utilizados.
- Comisión consultiva de Ahorro y Eficiencia Energética del IDAE.
- Análisis de fondos estructurales.

5. ESTRUCTURA DE INDICADORES

En consonancia con las metas y objetivos planteados en los diferentes temas y aspectos considerados en el Plan de Fomento de las Energías Renovables, será necesario establecer una estructura de Indicadores que responda al diferente carácter de dichos objetivos y que permita la realización de un Análisis del seguimiento, tanto en lo que se refiere a las actuaciones ya realizadas como a la evolu-

ción y tendencias en relación con las, en general, cambiantes condiciones del entorno y considerando, en todo momento, las razones que determinan el diseño del Plan: las obligaciones derivadas del mercado interior de la energía (seguridad del suministro y diversificación de las fuentes); la problemática medioambiental y los impactos socioeconómicos.

Así pues, se establecerán **Indicadores orientados a resultados**, **Indicadores de evolución** e **Indicadores de tendencia**, que conjugan la evolución del desarrollo del PLAFER con los resultados de los estudios de Prospectiva.

Los **Indicadores orientados a resultados** tendrán las siguientes categorías:

Indicadores de Eficacia

Se considera como eficacia el nivel de consecución de las metas establecidas, a través de los resultados obtenidos, sin referencia al coste de consecución de las citadas metas.

Los indicadores a utilizar para medir aspectos relativos a la eficacia son los siguientes:

Indicadores de Impacto deseado. (Miden los efectos buscados que han sido alcanzados)

Indicadores de Producto. (Proporcionan información sobre los bienes producidos y servicios prestados)

Indicadores de Economía

Informan sobre minimizaciones en el coste de los recursos empleados, y deben asociarse a aquellos aspectos más significativos que identifiquen la reducción del coste de implantación de las medidas y actuaciones previstas en el

Plan de Fomento de Energías Renovables.

Indicadores de Eficiencia

La eficiencia es el grado de optimización de los resultados obtenidos en relación con los recursos empleados.

El número y tipo de Indicadores de Eficiencia responderá al tipo de objetivo y aspecto del mismo que se trate de evaluar. Con carácter indicativo pueden citarse:

- De Utilidad, que relacionan el resultado con los medios aplicados a su consecución. (Potencia instalada / Recursos empleados, etc.)
- De Recurso, que puede considerarse el inverso del anterior, ya que expresa el recurso empleado en relación al resultado obtenido. (Recursos empleados / Empleo inducido en la industria y los servicios, etc.)
- Económico, que relaciona el valor del resultado con el valor de los medios aplicados. (Valor del kWh producido / Coste de generación, etc.)
- Marginal, que relaciona la variación de los resultados con la variación de los medios aplicados.
- Relativo, que tiene carácter de comparación, bien con un valor estándar, bien con los valores correspondientes de otras áreas tecnológicas, etc

Indicadores de Ejecución Financiera

Proporcionan información sobre la cuantía monetaria de los factores empleados en la realización de los objetivos, constituyendo una base para la valoración de la eficiencia de las accio-

nes del Plan en general, así como de la eficacia en lo relativo a los objetivos de Ayudas en sus diversas modalidades.

Indicadores de Calidad

Informan acerca de la corrección en los resultados alcanzados, así como en el cumplimiento de la metodología de aplicación de los recursos, tanto administrativos, como técnicos.

Indicadores de Comunicación

Los **Indicadores de evolución** están referidos, también, a intervalos temporales, pero, a diferencia de los de resultados, no se limitan a reflejar la situación correspondiente a un momento concreto, sino que relacionan entre sí las situaciones que corresponden a diferentes espacios temporales. Su aplicación proporciona información sobre la variación de parámetros significativos, por ejemplo la evolución de la maduración del mercado correspondiente a una cierta área tecnológica.

Finalmente, los **Indicadores de tendencia** relacionan, no sólo las situaciones de diferentes espacios temporales, sino que establecen una comparación con los datos de variación del entorno obtenidos de los estudios de prospectiva y proporcionan información sobre la proyección actual de la variable considerada en intervalos temporales futuros, por ejemplo la determinación del grado de cumplimiento en las energías renovables con respecto a la demanda total de energía primaria.

6. ORGANIZACIÓN PARA EL SEGUIMIENTO

El gobierno del Plan le corresponde al Ministerio de Industria, a través de la Secretaría de Estado de In-

dustria y Energía. Pero independiente-
mente de las decisiones y definiciones futu-
ras en la gestión y regulación de las Ayu-
das Públicas y Fondos Estructurales y de
Cohesión por las Autoridades de Gestión
competentes y Comités de Seguimiento, en
los que la Secretaría de Estado de Haciend-
a y la de Presupuestos y Gastos tendrán
un papel relevante dada la abundancia de
recursos públicos en juego, se hace nece-
sario establecer una organización básica
que pueda atender los requerimientos de
control y seguimiento que han sido ex-
puestos.

Por ello se propone crear una **Oficina del Plan** que dependiendo e integrada en el IDAE asuma las funciones de seguimiento y evaluación de los progresos del mismo.

Entre las funciones principales de esta Oficina estarán:

- Realizar el seguimiento.
- Proponer iniciativas de carácter espe-
cífico para cada una de las acciones
previstas.
- Informar a los agentes participantes y
constituir un nodo de comunicación con
los mismos.
- Proponer actuaciones concretas en las
que el IDAE pueda intervenir.
- Comunicar y difundir adecuadamente
los avances del Plan.
- Elaborar y elevar a la Secretaría de
Estado de Industria y Energía una Me-
moria, dentro del primer semestre de
cada año, que contendrá, al menos, los
siguientes extremos:
 - Evolución del Plan en el ejercicio
anterior.

- Revisión de todas las actuaciones ne-
cesarias y soluciones técnicas aplica-
bles durante el horizonte temporal del
Plan, comprendiendo el estudio eco-
nómico-financiero actualizado del coste
de dichas actuaciones.

La implantación del sistema de seguimiento se realizará en las siguientes etapas e ins-
trumentos:

- **ETAPA DE PUESTA EN MARCHA**
 - Planificación, configuración y diseño del
sistema de seguimiento y control
 - Desarrollo de la infraestructura informá-
tica
 - Análisis de las herramientas de control
 - Establecimiento formal de las fuentes de
información y captación de datos.
- **ETAPA DE IMPLANTACIÓN DEFINI-
TIVA**
 - Validación de las fuentes de información
 - Validación de Bases de Datos
- **INSTRUMENTOS DE CONTROL**
 - Informe trimestral de Análisis de Progre-
so
 - Memoria Anual

A lo largo del documento se ha reite-
rado que el Plan de Fomento se ha
valorado económica y financieramente
exclusivamente, en una primera fase,
hasta el 2006. Consecuentemente, y
desde la óptica de los criterios de se-
guimiento, en el año 2004 será preciso
disponer de la mejor información posi-
ble para indentificar el nivel de conse-
cución del Plan, y por tanto, poder fijar
los nuevos horizontes económicos-
financieros hata el 2010.

ANEXO I
UNIDADES Y FACTORES DE
CONVERSIÓN

ANEXO I

PLAN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Diciembre 1999

UNIDADES

Unidades de potencia

		W	kcal/h
W	vatio	1	0,86
kW	kilovatio	10^3	860
MW	megavatio	10^6	$0,86 \cdot 10^6$
TW	teravatio	10^9	$0,86 \cdot 10^9$
kcal/h	kilocaloría/hora	1,16	1

	W
Wp	vatio pico
kWp	kilovatio pico
MWp	megavatio pico
kWt	kilovatio térmico
MWt	megavatio térmico
kWe	kilovatio eléctrico

Unidades de energía

		kWh	kcal
Wh	vatio hora	10^{-3}	0,86
kWh	kilovatio hora	1	860
MWh	megavatio hora	10^3	$0,86 \cdot 10^3$
GWh	gigavatio hora	10^6	$0,86 \cdot 10^6$
TWh	teravatio hora	10^9	$0,86 \cdot 10^9$
kcal	kilocaloría	$1,16 \cdot 10^{-3}$	1
te	termia	1,163	1.000
J	julio	$2,778 \cdot 10^{-7}$	$2,389 \cdot 10^{-4}$
TJ	terajulio	$2,778 \cdot 10^2$	$2,389 \cdot 10^5$

		kcal	tep
tep	tonelada equivalente de petróleo	10^7	1
ktep	miles de tep	10^{10}	10^3
Mtep	millones de tep	10^{13}	10^6
tec	tonelada equivalente de carbón	$7 \cdot 10^6$	0,7

Unidades monetarias

		pta
pta	peseta	1
kpta	miles de pesetas	10^3
Mpta	millones de pesetas	10^6
euro	euro	166,386
Meuro	millones de euros	$1,66386 \cdot 10^8$
\$	dólar USA	---
\$95	\$ constantes del 95	124,73
ECU	ecu = euro	166,386

Otras unidades utilizadas

°C	grados centígrados	a	año
m	metro	h	hora
km	kilómetro	s	segundo
m²	metros cuadrados	hab	habitante
m³	metros cúbicos	bar	kg/cm ²
Ha	hectárea	l	litro
g	gramo	A	amperio
kg	kilogramo	Ah	amperio hora
t	tonelada	V	voltio
TcO₂	toneladas de CO ₂	kV	kilovoltio
ktCO₂	miles de t de CO ₂	dB	decibelios
barril de petróleo	158,98 litros		

FACTORES DE CONVERSIÓN

	tep/MWh
Conversión de MWh eléctricos a tep en términos de energía final	0,086

Conversión de MWh eléctricos a tep en términos de energía primaria:

Para calcular la equivalencia de la energía eléctrica a energía primaria, se convierte la producción bruta en MWh a tep y se aplica el rendimiento de la citada producción resultando para las diferentes áreas de generación los siguientes factores de conversión:

Origen	tep/MWh
Hidráulico	0,086
Eólico	0,086
Fotovoltaico	0,086
Biomasa	0,378
Biogás	0,275
RSU	0,346
Solar Termoeléctrico	0,393

	tep/año
Producción por m ² de colector solar plano en aplicaciones unifamiliares	0,065
Producción por m ² de colector solar plano en aplicaciones colectivas	0,07

HORAS MEDIAS EQUIVALENTES PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA

	h/a
Horas equivalentes de funcionamiento al año en centrales hidráulicas < 10 MW	3.100
Horas equivalentes de funcionamiento al año en centrales hidráulicas entre 10 MW y 50 MW	2.000
Horas equivalentes de funcionamiento al año en centrales hidráulicas > 50 MW	1.850
Horas equivalentes de funcionamiento al año en parques eólicos.	2.400
Horas equivalentes de funcionamiento al año en instalaciones fotovoltaicas.	1.700
Horas equivalentes de funcionamiento al año en plantas de generación eléctrica con biomasa y RSU	7.500
Horas equivalentes de funcionamiento al año en plantas de generación eléctrica con biogás	7.000

Nota: en los cálculos de producción neta de energía eléctrica se excluyen los consumos propios que oscilan entre el 7% y el 18% según áreas.

FACTORES DE EMISIÓN DE CO₂ CONSIDERADOS (Usos energéticos)

	Conversión TJ/ktep	Factores de emisión (t CO ₂ /TJ)	Fracción oxidada	Emisiones CO ₂ / Emisiones de Carbono	Factores de emisión de CO ₂ (ktCO ₂ /ktep)
Hulla+antracita nacional	41,868	26,8	0,98	3,667	4,032
GLP	41,868	17,2	0,99	3,667	2,614
Gasolina	41,868	18,9	0,99	3,667	2,872
Gasóleo	41,868	20,2	0,99	3,667	3,070
Fueloil	41,868	21,1	0,99	3,667	3,207
Gas Natural	41,868	15,3	0,995	3,667	2,337

Generación de electricidad con carbón (Hulla+Antracita Nacional)

Rendimiento de central: 35,5%

Factor de emisión (t CO₂/GWh): **977**

Generación de electricidad con Gas Natural en Ciclos Combinados

Rendimiento de central: 51%

Factor de emisión (t CO₂/GWh): **394**

ENERGÍAS RENOVABLES	Factor de emisión (t CO ₂ /GWh)
Generación de electricidad	
Hidráulica	0
Eólica	0
Biomasa	Neutro
Biogás	Neutro
Solar Fotovoltaica	0
Solar Termoeléctrica	0
R.S.U. (Rendimiento 24,88%)	243
Usos térmicos	(t CO₂/ktep)
Biomasa	Neutro
Solar Térmica de Baja Temperatura	0
Biocarburantes	Neutro

Para la biomasa, tanto eléctrica como térmica, el biogás y los biocarburantes, el saldo es neutro, pues la emisión de CO₂ en el proceso de combustión se compensa con la absorción de este gas durante la fase de crecimiento vegetal.

ANEXO II

LISTADO DE ACRÓNIMOS

ANEXO II

PLAN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Diciembre 1999

ACRÓNIMOS Y SIGLAS

ACS	Agua Caliente Sanitaria
ADEME	Agencia de Medio Ambiente y Energía de Francia
AEBIOM	Asociación Europea para la Biomasa
AECI	Agencia Española de Cooperación Internacional
AEIF	Asociación Europea de la Industria Fotovoltaica
AIE	Agencia Internacional de la Energía
APPA	Asociación de Pequeños Productores y Autogeneradores
ASENSA	Asociación Nacional de la Energía Solar y Alternativas
ASIF	Asociación de la Industria Fotovoltaica
ATYCA	Iniciativa de Apoyo a la Tecnología, la Seguridad y la Calidad Industrial
BAD	Banco Africano de Desarrollo
BEI	Banco Europeo de Inversión
BERD	Banco Europeo de Reconstrucción y Desarrollo
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BOE	Boletín Oficial del Estado
CC.AA.	Comunidades Autónomas
CDTI	Centro para el Desarrollo Técnico Industrial
CE	Comisión Europea
CECA	Confederación Española de Cajas de Ahorros
CEE	Comunidad Económica Europea
CENTER	Centro de Nuevas Tecnologías Energéticas
CH	Central Hidroeléctrica
CIEMAT	Centro de Investigaciones Energéticas Medioambientales y Tecnológicas
CIT	Cabildo Insular de Tenerife

COM	Comunicación de la Comisión Europea
COP	Conferencia de las Partes
COV	Compuestos Orgánicos Volátiles
CTC	Costes de Transición a la Competencia
DCS	Sistema de Colectores Distribuidos
DDGS	Destilled Dried Grain Solubles
DG	Dirección General
DOCE	Diario Oficial de la Comunidad Europea
DOE	Department of Energy
EDAR	Estación Depuradora de Aguas Residuales
EDF	Electricité de France
EE.RR.	Energías Renovables
EE.UU.	Estados Unidos
EPA	Agencia de Protección Medioambiental de Estados Unidos
EPRI	Electric Power Research Institute
ESCOs	Energy Service Companies
ETBE	Etil ter-butil éter
ETSI	Escuela Técnica Superior de Ingenieros
EUROSTAT	Oficina Estadística Europea
EVE	Ente Vasco de la Energía
EWEA	Asociación Europea de Energía Eólica
FAB	Fundación Agustín de Betancourt
FACE	Fondos de Amortización a los Costes de Electrificación
FAD	Fondos de Ayuda al Desarrollo
FCC	Fluid Catalitic Cracking
FEDER	Fondo Europeo para el Desarrollo Regional

FEOGA	Fondo Europeo de Orientación y Garantía Agraria
FGD	Flue-Gas Desulphurisation
FPT	Financiación Por Terceros
FSE	Fondo Social Europeo
GEF	Global Environmental Funds
GLP	Gases Licuados del Petróleo
GWP	Potencial de Calentamiento Global (Global Warming Potential)
I+D	Investigación y Desarrollo
I+D+D	Investigación, Desarrollo y Demostración
IAE	International Agency Energy
ICAEN	Instituto Catalán de la Energía
ICEX	Instituto Español de Comercio Exterior
ICO	Instituto de Crédito Oficial
IDAE	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
IER-CIEMAT	Instituto de Energías Renovables del CIEMAT
IES-UPM	Instituto de Energía Solar de la UPM
IFI	Instituciones Financieras Internacionales
IMPIVA	Instituto de la Mediana y Pequeña Empresa de Valencia
INE	Instituto Nacional de Estadística
IPC	Índice de Precios al Consumo
IPCC	Grupo Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático
ITC	Instituto Tecnológico de Canarias
ITER-CIT	Instituto Tecnológico y de Energías Renovables del CIT
ITGA	Instituto Técnico y de Gestión Agraria, S.A.
IVA	Impuesto sobre el Valor Añadido
LBL	Lawrence Berkeley Laboratory

LEC	Levelized Energy Cost (Coste Global de Producción)
MAC	Marco de Apoyo Comunitario
MED-PRO	Modelo de uso final para la simulación del consumo final de energía (modelo de la familia MEDEE)
MEH	Ministerio de Economía y Hacienda
MINER	Ministerio de Industria y Energía
MOPU	Ministerio de Obras Públicas y Urbanismo
MTBE	Metil ter-butil éter
NFFO	Non Fossil Fuel Obligation
NIMBY	Not In My Back-Yard
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
OCYT	Oficina de Ciencia y Tecnología
OMC	Organización Mundial del Comercio
ONG	Organización No Gubernamental
PAC	Política Agraria Común
PAEE	Plan de Ahorro y Eficiencia Energética
PASCER	Programa de Ahorro, Sustitución y Energía Renovable (Junta de Castilla y León)
PDR	Planes de Desarrollo Regional
PERCAN	Plan de Energías Renovables de Canarias
PHA	Hidrocarburos Aromáticos Policíclicos
PIB	Producto Interior Bruto
PITER	Programa de Innovación Tecnológica de Energías Renovables
PITMA	Plan de Innovación Tecnológica Medioambiental
PM	Programa Marco
PNUMA	Programa de Naciones Unidas sobre Medio Ambiente
POIR	Plan Operativo de Incentivos Regionales

POL	Plan Operativo Local
POMAL	Plan Operativo de Medio Ambiente Local
PROCASOL	Programa de Promoción de Instalaciones Solares de Canarias
PROSOL	Programa de Promoción Solar (Andalucía)
PVD	Países en Vías de Desarrollo
PYME	Pequeña y Mediana Empresa
RD	Real Decreto
REE	Red Eléctrica de España
RITE	Reglamento de Instalaciones Térmicas en Edificios
RME	Metiléster de colza
RSU	Residuos Sólidos Urbanos
SAVE	Specific Action for Vigorous Energy Efficiency
SGR	Sociedades de Garantía Recíproca
TEIDE	Programa Tecnológico de Investigación y Desarrollo Energéticos
TERES	The European Renewable Energy Study
TIR	Tasa Interna de Retorno
TRAGSATEC	Tecnologías y Servicios Agrarios, S.A.
UE	Unión Europea
UNESA	Unidad Eléctrica, S.A.
UPM	Universidad Politécnica de Madrid
VALOREN	Valorización de Recursos Endógenos