

PLAN DE ACCIÓN NACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES DE ESPAÑA (PANER) 2011 - 2020

(Actualiza y sustituye al de fecha 30 de junio de 2010)

20 de diciembre de 2011

INDICE

MOTIVACIÓN DE ESTE PLAN	5
1 RESUMEN DE LA POLÍTICA NACIONAL EN MATERIA DE ENERGÍA RENOVABLE..	8
2 PREVISIONES DE CONSUMO FINAL DE ENERGÍA 2010- 2020	14
2.1 EVOLUCIÓN HISTÓRICA Y SITUACIÓN EN EL AÑO BASE 2010	15
2.1.1 Evolución de la producción de energía y grado de autoabastecimiento	15
2.1.2 Caracterización energética del consumo de energía primaria	16
2.1.3 Caracterización energética y sectorial del consumo de energía final	20
2.1.4 Consumo final bruto de energía	27
2.1.5 Evolución al 2010 del mix de generación eléctrica.....	28
2.2 ESCENARIOS DE PRECIOS DE LA ENERGÍA Y DEL CO ₂	30
2.2.1 Escenarios de evolución de precios del crudo de petróleo Brent...	31
2.2.2 Escenarios de evolución de precios del gas natural en España.....	33
2.2.3 Escenario de evolución del precio de los derechos de emisión de CO ₂	36
2.3 DESCRIPCIÓN DEL ESCENARIO DE REFERENCIA	38
2.3.1 Evolución de las variables externas (población, PIB, vivienda, movilidad).....	39
2.3.2 Evolución 2010-2020 del consumo de energía primaria	40
2.3.3 Evolución 2010-2020 del consumo de energía final en el escenario de referencia	42
2.3.4 Previsiones de consumo final bruto de energía.....	45
2.3.5 Evolución 2010-2020 del mix de generación eléctrica.....	46
2.4 DESCRIPCIÓN DEL ESCENARIO DE EFICIENCIA ENERGÉTICA ADICIONAL: EL ESCENARIO DEL PER 2011-2020	48
2.4.1 Descripción de las medidas adicionales de eficiencia energética ..	48
2.4.2 Evolución 2010-2020 del consumo de energía primaria	53
2.4.3 Evolución 2010-2020 del consumo de energía final	56
2.4.4 Previsiones de consumo final bruto de energía en España 2010-2020	59
2.4.5 Evolución 2010-2020 del mix de generación eléctrica.....	63
3 OBJETIVOS Y TRAYECTORIAS DE LA ENERGÍA RENOVABLE	68
3.1 Objetivos globales nacionales	68
3.2 Objetivos y trayectorias sectoriales	68
4 MEDIDAS PARA ALCANZAR LOS OBJETIVOS	73
4.1 Visión de conjunto de todas las políticas y medidas destinadas a fomentar la utilización de energía procedente de fuentes renovables.....	73
4.2 Medidas específicas para cumplir los requisitos de los artículos 13, 14, 16 y de los artículos del 17 al 21 de la Directiva 2009/28/CE	103
4.2.1 Procedimientos administrativos y planificación espacial (artículo 13, apartado 1, de la Directiva 2009/28/CE)	103
4.2.2 Especificaciones técnicas (artículo 13, apartado 2, de la Directiva 2009/28/CE)	114
4.2.3 Edificios (artículo 13, apartado 3, de la Directiva 2009/28/CE)...	121

4.2.4 Disposiciones relativas a la información (artículo 14, apartados 1, 2 y 4, de la Directiva 2009/28/CE)	129
4.2.5 Certificación de los instaladores (artículo 14, apartado 3, de la Directiva 2009/28/CE)	133
4.2.6 Desarrollo de la infraestructura eléctrica (artículo 16, apartado 1 y apartados 3 a 6, de la Directiva 2009/28/CE)	142
4.2.7 Gestión de la red eléctrica (artículo 16, apartados 2, 7 y 8, de la Directiva 2009/28/CE)	145
4.2.8 Integración del biogás en la red del gas natural (artículo 16, apartados 7, 9 y 10, de la Directiva 2009/28/CE)	153
4.2.9 Desarrollo de las infraestructuras para la calefacción y refrigeración urbanas (artículo 16, apartado 11, de la Directiva 2009/28/CE)	153
4.2.10 Biocarburantes y otros biolíquidos - Criterios de sostenibilidad y verificación del cumplimiento (artículos 17 a 21 de la Directiva 2009/28/CE)	155
4.3 Sistemas de apoyo al fomento de la utilización de energía procedente de fuentes renovables en el sector de la electricidad instaurados por el Estado miembro o por un grupo de Estados miembros	157
4.3.1. Marco regulatorio para la generación de electricidad con energías renovables	157
4.3.2 Ayuda financiera a la generación de electricidad con energías renovables	161
4.4. Sistemas de apoyo al fomento de la utilización de energía procedente de fuentes renovables en la calefacción y refrigeración aplicados por el Estado miembro o por un grupo de Estados miembros	168
4.5 Sistemas de apoyo al fomento de la utilización de energía procedente de fuentes renovables en el transporte aplicados por el Estado miembro o por un grupo de Estados miembros	172
4.6 Medidas específicas para el fomento del uso de la energía procedente de la biomasa	177
4.6.1 Suministro de biomasa: fuentes nacionales e intercambios comerciales	177
4.6.2 Medidas para incrementar la disponibilidad de la biomasa, teniendo en cuenta otros usuarios de biomasa (sectores de base agrícola y forestal)	184
4.7 Utilización prevista de transferencias estadísticas entre Estados miembros y participación prevista en proyectos conjuntos con otros Estados miembros y terceros países	188
4.7.1 Aspectos de procedimiento	188
4.7.2 Previsión de la producción excedentaria de energía procedente de fuentes renovables con respecto a su trayectoria indicativa que podría transferirse a otros Estados miembros	192
4.7.3 Potencial estimado de proyectos conjuntos	192
4.7.4 Previsión de la demanda de energía procedente de fuentes renovables que deberá satisfacerse por medios distintos de la producción nacional	195
5 EVALUACIONES	197
5.1 Contribución total previsible de cada tecnología de energía renovable al cumplimiento de los objetivos vinculantes para 2020 y trayectoria intermedia indicativa correspondiente a las cuotas de energía procedente	

de recursos renovables en los sectores de la electricidad, la calefacción y refrigeración, y el transporte	197
5.2. Contribución total previsible de las medidas de eficiencia energética y ahorro de energía al cumplimiento de los objetivos vinculantes para 2020 y trayectoria intermedia indicativa correspondiente a las cuotas de energía procedente de recursos renovables en los sectores de la electricidad, la calefacción y refrigeración, y el transporte	214
5.3. Evaluación de los impactos.....	214
5.3.1 El empleo y las energías renovables.....	214
5.3.2 Emisiones evitadas	223
5.4. Preparación del plan de acción nacional en materia de energía renovable y seguimiento de su aplicación.....	226

MOTIVACIÓN DE ESTE PLAN

MOTIVACIÓN DE ESTE PLAN

Este Plan de Acción Nacional de Energías Renovables en España (PANER) 2011-2020, actualiza y sustituye al PANER de fecha 30 de junio de 2010.

La Directiva de 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, fija como objetivos generales mínimos conseguir una cuota del 20 % de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía de la Unión Europea (UE) y una cuota del 10 % de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía en el sector del transporte en cada Estado miembro para el año 2020.

Y para ello, establece objetivos para cada uno de los Estados miembros en el año 2020 y una trayectoria mínima indicativa hasta ese año. En España, el objetivo se traduce en que las fuentes renovables representen al menos el 20% del consumo de energía final en el año 2020 —mismo objetivo que para la media de la UE—, junto a una contribución mínima del 10% de fuentes de energía renovables en el transporte para ese año.

La Directiva establece la necesidad de que cada Estado miembro elabore y notifique a la Comisión Europea (CE), a más tardar el 30 de junio de 2010, un Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) para el periodo 2011-2020, con vistas al cumplimiento de los objetivos vinculantes que fija la Directiva. Dicho PANER, tal y como prevé la Directiva, debe ajustarse al modelo de planes de acción nacionales adoptado por la Comisión Europea a través de la Decisión de la Comisión, de 30 de junio de 2009, por la que se establece un modelo para los planes de acción nacionales en materia de energía renovable en virtud de la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo.

Por su parte, el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, prevé la elaboración de un Plan de Energías Renovables para su aplicación en el periodo 2011-2020 (PER 2011-2020).

Respondiendo a los requerimientos y metodología de la Directiva de energías renovables y ajustándose al modelo de planes de acción nacionales de energías renovables adoptado por la Comisión Europea, el 6 de julio de 2010 fue remitido a la Comisión Europea el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España (PANER) 2011-2020, de fecha 30 de junio de 2010.

En paralelo se encontraba en elaboración el PER 2011-2020, que debía incluir los elementos esenciales del PANER, así como análisis adicionales no contemplados en el mismo y un detallado análisis sectorial conteniendo, entre otros aspectos, las perspectivas de evolución tecnológica y la evolución esperada de costes. Asimismo, el PER 2011-2020 debía someterse a un proceso de Evaluación Ambiental Estratégica, de acuerdo con la legislación vigente en España. De acuerdo con todo ello, el PER 2011-2020 ha sido aprobado por Acuerdo del Consejo de Ministros de 11 de noviembre de 2011.

Ahora bien, tras la elaboración y envío a la Comisión Europea del PANER, y en el marco de las dificultades que venía atravesando la económica mundial y española, los aspectos de tipo económico asociados al desarrollo de las energías renovables se presentaban con una relevancia especial. El hecho de que, a día de hoy, la mayoría

de las energías renovables eléctricas necesiten de unas retribuciones económicas adicionales a la de los distintos mercados para estimular su desarrollo, obliga a considerar el impacto que los costes de estas políticas tienen sobre esos mercados, especialmente sobre el mercado eléctrico, y como consecuencia, los efectos sobre la competitividad de la economía española y sobre la evolución de los precios de la energía.

Haciendo un balance entre estos y otros aspectos, y considerando que el sistema energético debe integrar de una manera económicamente sostenible las energías renovables, el 21 de diciembre de 2010, la Subcomisión de análisis de la estrategia energética española para los próximos 25 años, constituida en el seno de la Comisión de Industria, Turismo y Comercio del Congreso de la Diputados, aprobó un documento con el apoyo de la mayoría de los grupos parlamentarios, en el que se recomendaba que la participación de las energías renovables fuera del 20,8% en el año 2020.

De acuerdo con ese documento, se ajustaron los objetivos del Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020, recientemente aprobado y que entonces se encontraba en elaboración, de forma que la contribución global de las energías renovables represente en 2020 el 20,8% del consumo final bruto de energía en España.

Lógicamente, esto obliga a actualizar el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables en España (PANER) 2011-2020, sustituyendo el de fecha 30 de junio de 2010 por este PANER que ahora se presenta.

Como no podía ser de otra forma, el Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020 y el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) 2011-2020, aunque responden a requerimientos distintos y presentan estructuras diferentes, tienen plena coincidencia de objetivos, tanto globales, como en cada una de las diferentes áreas a lo largo de todo el periodo 2011-2020.

RESUMEN DE LA POLÍTICA NACIONAL EN MATERIA DE ENERGÍA RENOVABLE

CAPÍTULO 1

1 RESUMEN DE LA POLÍTICA NACIONAL EN MATERIA DE ENERGÍA RENOVABLE

La política energética europea y española

La evolución de los precios del petróleo y la distribución geográfica de las reservas de energía han condicionado las opciones energéticas de los países desarrollados desde hace más de tres décadas. De manera más reciente, las preocupaciones ambientales, el intenso proceso de crecimiento de los países emergentes, con el consiguiente efecto inflacionario sobre las fuentes de energía primaria y la liberalización del sector de la energía en Europa, han venido caracterizando el nuevo marco de referencia para la instrumentación de la política energética.

En el ámbito de la Unión Europea, cada vez ha sido más evidente la necesidad de un avance coordinado en la liberalización de los mercados, en la garantía del suministro, el desarrollo de las infraestructuras de interconexión y la reducción de emisiones contaminantes, entre otras materias.

La política energética en España ha avanzado a lo largo de estos ejes comunes de manera armonizada con los países europeos, pero al mismo tiempo se ha singularizado para dar repuesta a los principales retos que han caracterizado tradicionalmente el sector energético español y que, de manera resumida, pueden sintetizarse en los siguientes:

- Un consumo energético por unidad de producto interior bruto más elevado. Para producir una misma unidad de producto interior bruto, España consume más energía que la media de los países europeos, incluso en comparación con aquellos dotados con una estructura industrial y productiva y de un grado de desarrollo económico similar. Esta situación responde a factores de diversa índole, pero no se trata de una situación irreversible, sino del efecto de la acumulación de patrones de crecimiento económico muy intensivos en el consumo de energía. Para corregir esta tendencia, durante los últimos años, se han realizado importantes esfuerzos en materia de ahorro y eficiencia energética, que han permitido iniciar el camino hacia la convergencia con los valores medios europeos en intensidad energética, camino que es necesario recorrer en los próximos años.
- Elevada dependencia energética. La escasa presencia de yacimientos de energía primaria fósil ha supuesto históricamente una elevada tasa de dependencia energética en España. Esta mayor dependencia introduce fuentes de riesgo adicionales sobre los procesos productivos, como los relacionados con la garantía del suministro energético o con la volatilidad de los precios de los mercados internacionales.
- Elevadas emisiones de gases de efecto invernadero, explicadas fundamentalmente por el fuerte crecimiento de la generación eléctrica y de la demanda de transporte durante las últimas décadas.

Para dar respuesta a estos retos, la política energética en España se ha desarrollado alrededor de tres ejes: el incremento de la seguridad de suministro, la mejora de la competitividad de nuestra economía y la garantía de un desarrollo sostenible económica, social y medioambientalmente.

Estrategias para afrontar los retos planteados

El camino emprendido por España, y por la mayoría de países desarrollados, para afrontar los retos señalados, se basa en el desarrollo de estrategias que de manera simultánea permitan el avance a lo largo de los tres ejes señalados: en el caso de España, de manera prioritaria la política energética se ha dirigido hacia la liberalización y el fomento de la transparencia en los mercados, el desarrollo de las infraestructuras energéticas y la promoción de las energías renovables y del ahorro y la eficiencia energética.

La liberalización y la transparencia de los mercados, mediante el establecimiento de los mecanismos que garanticen que los usuarios adoptan sus decisiones con la mayor información disponible, es un paso hacia la eficiencia en la adopción de las decisiones por los agentes. Por su parte, el desarrollo de las infraestructuras energéticas refuerza la seguridad y diversifica las fuentes del suministro energético. En los últimos años se han dado importantes pasos mediante la mejora de los índices de cobertura, la modernización de las redes, el desarrollo de las plantas de regasificación de GNL, de los almacenamientos subterráneos de gas natural y de los almacenamientos de reservas estratégicas de productos petrolíferos.

Deben destacarse de manera singular las interconexiones internacionales. Su desarrollo está previsto durante los próximos años, en el sector eléctrico incrementando las interconexiones con Francia y Portugal, y en el sector gasista a través de Francia y con la entrada en funcionamiento del gasoducto de Medgaz. Sin embargo, es imprescindible una mayor interconexión, especialmente eléctrica, para incrementar la participación renovable en el mix de generación de una manera sostenible técnica y económicamente. Las interconexiones permiten una gestión más eficiente del equilibrio entre la producción y el consumo, contribuyendo a la integración de la generación renovable en horas valle, y reforzando, al mismo tiempo, la seguridad de suministro en las horas punta.

Las dos nuevas conexiones eléctricas planificadas con Francia no son suficientes para alcanzar el objetivo de disponer en 2020 de una capacidad en las interconexiones del 10% de la potencia instalada, que se traduciría en unos 12.000 MW, tal y como se analiza en el epígrafe 4.2.6.

La promoción del ahorro y la eficiencia energética constituye un instrumento decisivo, ya que su valor neto es positivo para la sociedad desde su mismo origen, al implicar simplemente consumir menos energía para producir lo mismo, gracias a las mejoras en los patrones de consumo o en los métodos productivos. Por este motivo, se han adoptado políticas decididas de promoción del ahorro y la eficiencia que están mostrando resultados significativos, a través de la aprobación de los Planes de Acción 2005-2007 y 2008-2012 y, posteriormente, del Plan de Activación 2008-2011, que reforzaba los anteriores, todo ello en el marco de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética de España (E4) 2004-2012. Estos esfuerzos se han traducido en un descenso de la intensidad energética final superior al 10 % entre 2005 y 2010.

Más recientemente, destaca, además de las 20 medidas del Plan de Intensificación del Ahorro y de la Eficiencia Energética, aprobado el 4 de marzo de 2011, el Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética 2011-2020, aprobado por Acuerdo de Consejo de Ministros de 29 de julio de 2011, y que constituye el segundo Plan

Nacional de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética (NEEAP, según sus siglas en inglés) que, de acuerdo con el artículo 14 de la Directiva 2006/32/CE, de 5 de abril de 2006, sobre la eficiencia del uso final de la energía y los servicios energéticos, el estado español debe remitir a la Comisión Europea en 2011.

Finalmente, el desarrollo de las energías renovables constituye una apuesta prioritaria de la política energética española. Las energías renovables tienen múltiples efectos positivos sobre el conjunto de la sociedad: entre otros, la sostenibilidad de sus fuentes, la reducción en las emisiones contaminantes, el cambio tecnológico, la posibilidad de avanzar hacia formas de energía más distribuidas, la reducción de la dependencia energética y del déficit de la balanza comercial, el aumento del nivel de empleo y el desarrollo rural.

Lógicamente, estas ventajas implican la asunción de un mayor esfuerzo económico, que tiende a remitir en el tiempo gracias al desplazamiento de las tecnologías a lo largo de sus curvas de aprendizaje. Por otro lado, las tecnologías renovables presentan en algunos casos cuestiones relevantes en cuanto a su predictibilidad y gestionabilidad. No obstante, estas últimas dificultades son superables gracias a los avances en la gestión del sistema, a la utilización de técnicas de almacenamiento como el bombeo, o al desarrollo de instalaciones renovables con capacidad de almacenamiento.

En general, los análisis realizados para el sistema español indican que los beneficios de las energías renovables son elevados y estables. Los mayores costes, como se ha indicado, son limitados y tienden a remitir con el tiempo. Al comparar unos con otros, por tanto, los beneficios futuros en su conjunto exceden ampliamente a los costes presentes y justifican el marco regulatorio de apoyo a las energías renovables.

El marco regulatorio para la generación eléctrica con energías renovables que, en el caso español, se vertebra a través de un mecanismo conocido como feed-in tariff, cuyo funcionamiento se basa en garantizar el cobro de una remuneración por tecnología, generalmente superior al precio del mercado mayorista. La financiación de este sobrecoste se produce a través de la propia tarifa eléctrica. No se trata de un sistema clásico de subvención directa a los productores, sino que el coste se reparte entre los productores con energías convencionales y los consumidores, ya que como resultado de la priorización de la entrada en el sistema de la electricidad de origen renovable, el precio resultante en el mercado de producción de energía eléctrica se reduce. Sólo en la parte no cubierta por este efecto, están los consumidores financiando a los productores renovables.

Como ha reconocido la Comisión Europea, los resultados del modelo español constituyen un ejemplo de éxito en el diseño de las políticas de promoción de las renovables. El principal resultado es el volumen alcanzado por las energías renovables eléctricas, que han consolidado una posición estructural de primer orden. Durante 2010, las tecnologías renovables supusieron el 33,3% del consumo bruto de electricidad y un 29,2% una vez normalizados los valores de energía hidroeléctrica y eólica. Asimismo, las energías renovables representaron un 12,2% de la energía final bruta consumida en España.

En cierta manera, se puede afirmar que el Plan de Energías Renovables 2005-2010 ha constituido un éxito indudable, pues no sólo ha transformado el modelo energético español en el sentido pretendido, sino que ha permitido el desarrollo de una industria que se ha posicionado como líder en muchos segmentos de la cadena de valor a nivel internacional.

Superada esta primera fase, de lanzamiento, es necesario instrumentar una segunda fase, de consolidación y desarrollo de las energías renovables. Esta nueva fase presenta elementos distintos, tanto en la estructura como en la conducta de los agentes. Las energías renovables ya no son un elemento minoritario en el sistema, sino un elemento básico del mismo, y a esta circunstancia deben adaptarse tanto las políticas de apoyo como la conducta de los agentes.

A comienzos de 2011 ha sido aprobada la Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible, que además de transponer a la legislación nacional los objetivos de la Directiva 2009/28/CE, de energías renovables, ha incorporado algunos de los elementos de los marcos de apoyo a las energías renovables que deben estar presentes para garantizar la sostenibilidad de su crecimiento futuro. Brevemente, éstos son:

- Estabilidad, mediante la garantía de un retorno de las inversiones en las tecnologías del régimen especial, que incentive un volumen de instalación compatible con los objetivos establecidos en los planes de energías renovables.
- Consideración de las curvas de aprendizaje de las distintas tecnologías hasta alcanzar el punto de competitividad con el coste del consumo de la energía, con el fin de fomentar los cambios tecnológicos que mejoren la estabilidad de la aportación de energía al sistema eléctrico por las energías renovables.
- Progresiva internalización de los costes que asume el sistema energético para garantizar la suficiencia y estabilidad en el suministro, fomentando además la sustitución de tecnologías que, por su baja eficiencia económica, técnica o medioambiental, resulten obsoletas, siempre que ello suponga un ahorro general del sistema.
- Priorización en la incorporación de aquellas instalaciones que incorporen innovaciones tecnológicas o de gestión, que optimicen la eficiencia de la producción, el transporte y la distribución, contribuyendo al consumo local de la electricidad a través del incremento de la generación distribuida, que aporten una mayor gestionabilidad a los sistemas energéticos y que reduzcan las emisiones de gases de efecto invernadero.
- En todos estos casos se deberá cumplir que los objetivos se alcanzan teniendo en cuenta los principios de eficiencia económica entre las distintas alternativas y de sostenibilidad económica de las medidas que se adopten.

En 2020, el grado de éxito del nuevo Plan deberá medirse en atención a otros parámetros. Las estrategias a desarrollar deben representar un impulso a la investigación, desarrollo e innovación de las tecnologías renovables, profundizar en la implantación de las tecnologías más maduras e incorporar a nivel experimental otras nuevas menos desarrolladas. Pero, principalmente, el éxito de la política de fomento de las energías renovables durante los próximos años, deberá medirse por la consecución de los objetivos de desarrollo establecidos, y en particular por alcanzar los mismos de manera compatible con la sostenibilidad técnica, económica y ambiental del sistema energético en su conjunto, fomentando la competencia entre las tecnologías y su competitividad con las fuentes tradicionales, objetivo que en

última instancia constituye la mejor garantía para que una tecnología permanezca de manera estable e indefinida en la matriz energética. Para el seguimiento de todo ello, se definirán indicadores específicos.

PREVISIONES DE CONSUMO FINAL DE ENERGÍA 2010 - 2020

CAPÍTULO 2

2 PREVISIONES DE CONSUMO FINAL DE ENERGÍA 2010- 2020

En este capítulo se presentan los dos escenarios de evolución energética considerados para el periodo 2011-2020: el Escenario de Referencia, que se corresponde con un escenario que únicamente tiene en cuenta las actuaciones de eficiencia energética llevadas a cabo hasta el año 2010, en el marco de las actuaciones de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética de España (E4) 2004-2012 y su Plan de Acción 2008-2012, y el Escenario de Eficiencia Energética Adicional, que contempla además nuevos ahorros desde el año 2011 derivados del Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética 2011-2020, aprobado por Acuerdo de Consejo de Ministros de 29 de julio de 2011, y que es el escenario al que se asocian los objetivos de este Plan de Energías Renovables.

Es necesario considerar que todo ejercicio de planificación requiere la elaboración de escenarios, y que estos llevan incorporadas diferentes hipótesis sobre un conjunto de variables consideradas exógenas, como los precios de las materias primas energéticas, la población, el crecimiento económico, o sobre las políticas sectoriales, como la de vivienda, la de residuos, la de transporte, etc. Por tanto, si durante el periodo de planificación se produjeran evoluciones significativamente diferentes de estas variables con respecto a las consideradas en los escenarios, podría ser necesaria su reformulación y, en su caso, revisión de objetivos —tal y como se recoge en el capítulo 13 de seguimiento y control—, a fin de asegurar el cumplimiento de los mismos para el año 2020.

En particular, los escenarios de demanda energética y de crecimiento económico están sujetos constantemente a revisión, tanto de las predicciones para los siguientes años, como de los balances pasados que efectivamente han tenido lugar, debido a que el proceso de elaboración de las estadísticas es iterativo y va perfeccionándose conforme se obtiene más información al respecto. Es por ello que para realizar un ejercicio de planificación a largo plazo es necesario fijar la información disponible en un momento determinado, para construir a partir de ella los escenarios de evolución hacia el futuro. Debido a la obligación de someter a un proceso de consulta pública la versión preliminar del Plan de Energías Renovables 2011-2020, junto a su Informe de Sostenibilidad Ambiental, los datos del balance de energía de 2010 y las hipótesis exógenas utilizadas toman como referencia los supuestos del Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética 2011-2020, aprobado por el Consejo de Ministros del 29 de julio de 2011.

Por lo que se refiere a las cifras de crecimiento económico incluidas en el PER para 2014 y a partir de 2015, difieren ligeramente de las previstas en el Programa de Estabilidad 2011-2014, siendo en el primer caso ligeramente inferiores (crecimiento del 2,4 frente al 2,6%) y en el segundo caso ligeramente superiores (2,4% frente a 2,1%). En consecuencia, de acuerdo con el resto de hipótesis, la demanda energética en el año 2020 sería un 1,6% menor a la prevista, y con ella la producción de energía renovable y la potencia necesaria para alcanzar los objetivos agregados señalados.

Sin duda, durante los próximos años no sólo las previsiones de escenarios variarán, sino que la evolución real de las macromagnitudes será diferente a la prevista inicialmente. Los escenarios energéticos descritos, incluida la producción y la potencia renovable, están asociados a la evolución de estas macromagnitudes. Por este motivo, en el capítulo 13 se incluyen los procedimientos de revisión para que, en el caso de que se produzcan evoluciones significativamente diferentes de las

variables a las consideradas en los escenarios, se revisen los escenarios energéticos, incluida la potencia renovable necesaria para el cumplimiento de los objetivos. Pero antes de describir esos dos escenarios se presenta, en primer lugar, la evolución histórica y la situación energética en 2010 —año base—, así como los escenarios de precios de la energía y de CO₂ utilizados en esta planificación.

2.1 EVOLUCIÓN HISTÓRICA Y SITUACIÓN EN EL AÑO BASE 2010

2.1.1 Evolución de la producción de energía y grado de autoabastecimiento

España se caracteriza, desde un punto de vista energético, por presentar una estructura de consumo dominada por la presencia de productos petrolíferos, importados en su mayoría del exterior, lo que, junto a una reducida aportación de recursos autóctonos, ha contribuido a una elevada dependencia energética, del orden del 74%, superior a la media europea (55%) que se traduce en un reducido grado de autoabastecimiento (25,9%).

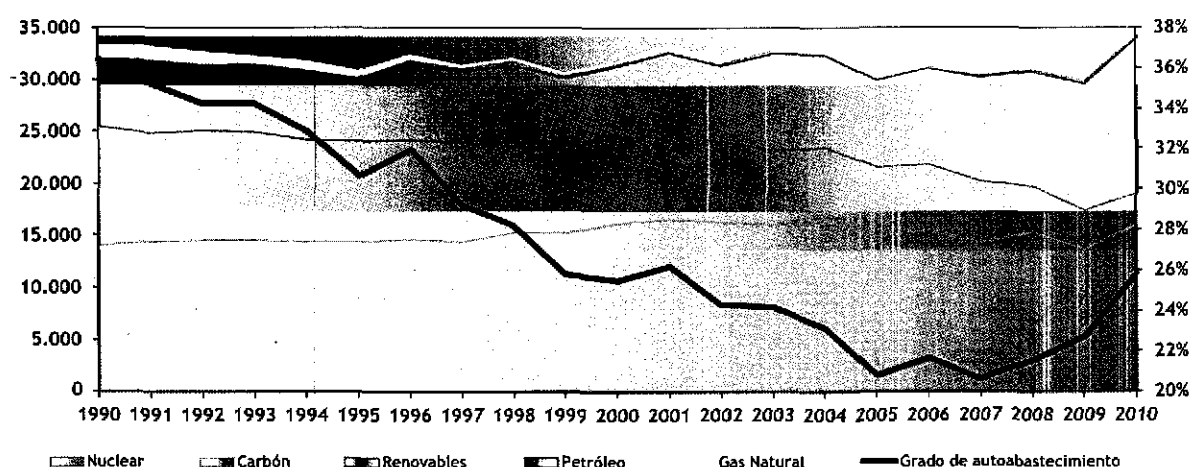


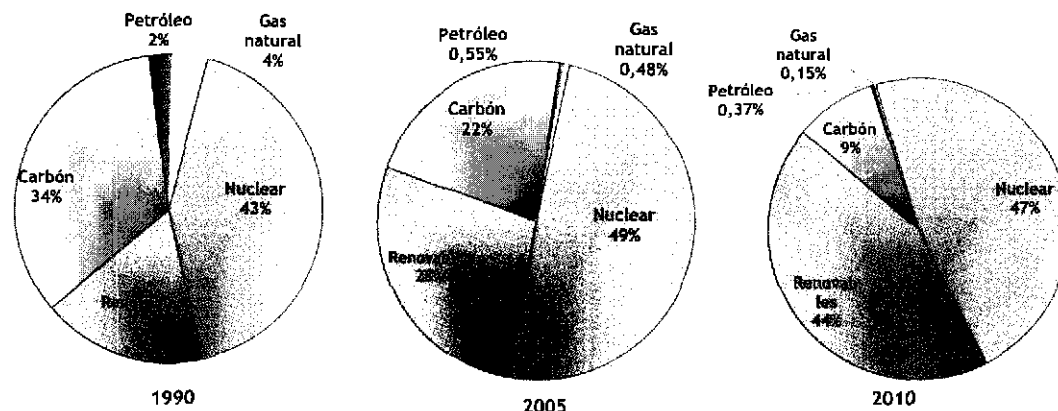
Figura 2.1.1. Evolución de la producción interior de energía y del grado de autoabastecimiento

Fuente: MITyC/IDAE

Esta situación experimenta un cierto cambio de tendencia a partir del año 2005, en el marco de las políticas actuales de planificación en materia de energías renovables y de eficiencia energética, que han posibilitado una mayor penetración de energías renovables en la cobertura a la demanda interior, y con ello, un aumento en el grado de autoabastecimiento, que en el año 2010 nos lleva a recuperar la situación existente once años atrás, en 1999, registrando un incremento en términos absolutos del 11,8% en la producción interior de la energía, lo que ha ido de la mano de la aportación renovable, que en dicho periodo ha experimentado un crecimiento del 137%, concentrándose la mitad de este crecimiento en los últimos cinco años, según se puede apreciar en la figura 2.1.2, donde se muestra la creciente representación actual de las fuentes de energías renovables. Si bien es un hecho que la dependencia energética nacional aún sigue siendo considerable, es incuestionable el efecto positivo que la intensificación y sinergia de las políticas antes mencionadas en las áreas de eficiencia energética y de renovables ha tenido en la mejora de nuestro

grado de abastecimiento, al posibilitar una mayor cobertura, con recursos autóctonos, de la demanda energética nacional.

Figura 2.1.2. Evolución de la producción interior de energía por fuentes energéticas



Fuente: MITyC/IDAE

Es en el período comprendido entre 2005 y 2010 cuando los recursos autóctonos renovables experimentan un mayor impulso, con un incremento en su participación en la producción nacional de la energía equiparable al de los quince años precedentes.

2.1.2 Caracterización energética del consumo de energía primaria

Evolución y estructura del consumo de energía primaria

La demanda energética ha venido experimentando una tendencia al alza en las tres últimas décadas, a lo largo de las cuales han tenido lugar cuatro crisis económico - energéticas (1973, 1979, 1993 y 2008) a nivel mundial con impacto negativo en la actividad económica y en la demanda energética de la mayoría de los países desarrollados. No obstante, a primeros de los años 70, esta circunstancia sirvió de catalizador en la mayoría de los países occidentales para acometer políticas orientadas a la reducción de la dependencia energética y la mejora de la eficiencia en sus consumos. En España, esta reacción se manifestó con casi una década de retraso, hacia finales de la década de los 70, que repercutió en la reconversión industrial de mediados de los 80.

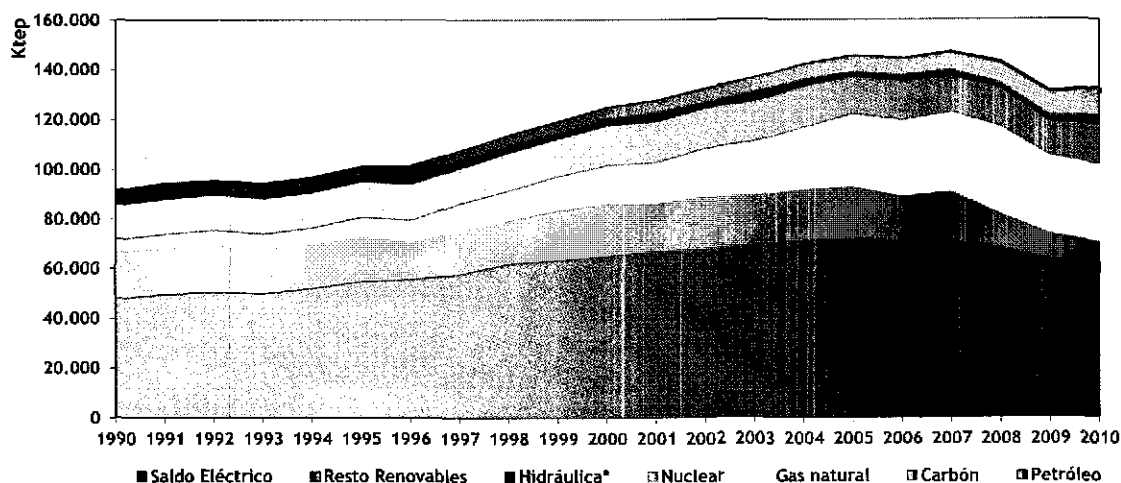
La posterior expansión económica de nuestro país, desde nuestra incorporación a la UE, trajo como consecuencia un incremento en la capacidad de poder adquisitivo que tuvo su reflejo en un mayor equipamiento automovilístico y doméstico, así como en un fuerte desarrollo del sector inmobiliario, factores, entre otros, que han sido decisivos en las tendencias al alza del consumo energético. Al inicio de la década de los 90, una nueva crisis, de carácter financiero, tuvo eco en una leve atenuación de la demanda energética. La evolución posterior mantuvo una tendencia ascendente hasta el año 2004, iniciándose a partir de entonces una nueva etapa en la evolución de la demanda energética, propiciada, entre otros, por la puesta en marcha de actuaciones al amparo de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética 2004-2012

más estrictas en el área de la eficiencia energética. Este punto de inflexión marca una divergencia en la evolución del Producto Interior Bruto y de los consumos energéticos necesarios para el sostenimiento de la actividad económica.

Estos rasgos se mantienen en la actualidad, si bien se ha visto reforzados por el efecto de la crisis financiera internacional, iniciada hacia el segundo semestre del año 2008. En España, el efecto de esta crisis se evidencia a través de la experimentada en el sector de la construcción, que tradicionalmente ha constituido uno de los motores de la economía nacional. La crisis de este sector y, en general, de la economía española, se ha visto acompañada de un descenso aún más acusado de la demanda energética, lo que permite confirmar la existencia de factores ligados a la eficiencia energética, ajenos y anteriores a esta crisis, que repercuten en la mejora de la intensidad energética.

Las tendencias actualmente observadas, véase la figura 2.1.3, presentan, por tanto, la sinergia de los efectos derivados de, una parte, del cambio registrado a partir del 2004 en la mejora de la eficiencia, y de otra, de la crisis, que conjuntamente inciden en un acusado descenso de la demanda energética. En consecuencia, con relación a todo lo anterior, a todos los efectos, cabe subrayar el carácter coyuntural y excepcional del año 2010, año base de referencia del nuevo *Plan de Energías Renovables 2011-2020*.

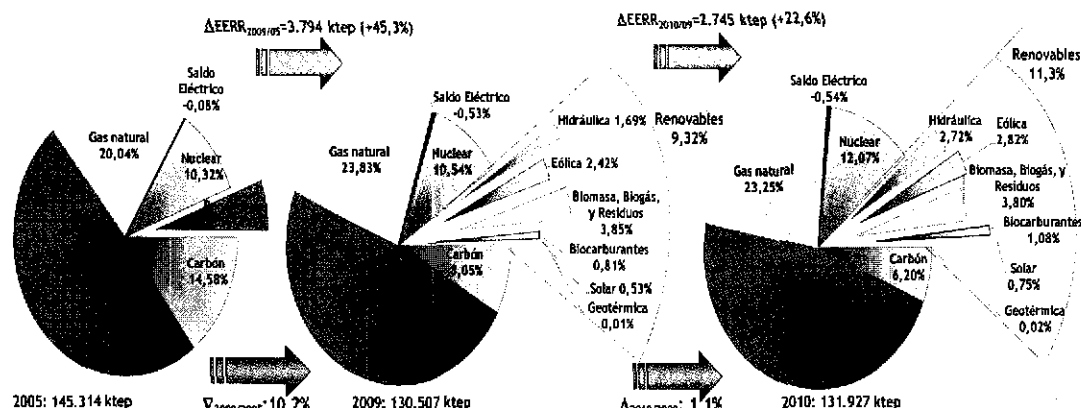
Figura 2.1.3. Evolución del consumo de energía primaria



Fuente: MITyC/IDAE

La estructura de la demanda nacional de energía primaria, véase la figura 3.1.4, se ha venido transformando en las últimas décadas, si bien este cambio resulta más evidente a partir de la segunda mitad de los años 90, en que fuentes energéticas como las energías renovables y el gas natural han entrado con fuerza en escena, ganando terreno frente al carbón y petróleo, tradicionalmente más dominantes en nuestra cesta energética, lo que ha incidido en una mayor diversificación del abastecimiento energético.

Figura 2.1.4. Evolución de la estructura de consumo de energía primaria por fuentes energéticas



Fuente: MITyC/IDAE

Esto ha sido posible en gran parte por las actuaciones recogidas en las distintas *Planificaciones de los Sectores del Gas y Electricidad*, que han supuesto un mayor desarrollo de las infraestructuras energéticas necesarias para la integración de la nueva energía de origen renovable.

En el año 2010, el consumo de energía primaria en España fue de 131.927 ktep, lo que representa un leve incremento de consumo respecto a 2009, año en el que España registró una disminución record en la demanda del 8,3% respecto al año precedente. El periodo 2009-2010 representa una situación anómala causada por la crisis, lo que explica la fuerte caída en la demanda energética del año 2009 y la tímida recuperación posterior del año 2010. No obstante, en lo esencial, se mantiene la tendencia global de moderación de la demanda iniciada con posterioridad al año 2004.

En esta coyuntura marcada por la crisis que supone una alteración en el ritmo de la evolución de la demanda y de su estructura según fuentes energéticas, es una constante excepcional la trayectoria de las energías renovables, que constituyen las únicas fuentes cuya demanda no decae, manteniendo incrementos anuales superiores al 9% desde el año 2006, superando este umbral en 2009, e incluso duplicándolo en 2010, lo que ha supuesto un crecimiento del 23% en 2010 en la demanda de estos recursos. Esta situación ha llevado a una cobertura del 11,3% en la demanda de energía primaria, con un consumo absoluto de 14.910 ktep. A ello ha contribuido, principalmente, la energía eólica, los biocarburantes y la energía solar, que durante el año 2010 han dado muestras de una gran actividad, con incrementos respectivos en su consumo primario del 15, 34 y 41%.

El gran dinamismo mostrado con posterioridad al año 2005 en las áreas ligadas a los biocarburantes y a la energía solar, ha sido propiciado por el Plan de Energías Renovables, PER 2005-2010, lo que ha conducido a un cambio radical desde una participación marginal a una creciente visibilidad, especialmente en sectores como el transporte y la edificación, tanto en los ámbitos residencial como terciario. Esto último se ha visto reforzado por los avances experimentados en la legislación ligada a los edificios, además de por otras iniciativas paralelas recogidas por los Planes de Acción de la Estrategia E4.

Asimismo, en el transcurso de estos últimos años, otras variedades de aprovechamiento energético renovable, como la geotermia y especialmente la solar termoeléctrica, han empezado a cobrar entidad, si bien la participación de la primera es aún incipiente. No obstante, en términos absolutos, es la biomasa el

recurso renovable más relevante, con más del 32% de toda la producción de energía primaria procedente de las energías renovables.

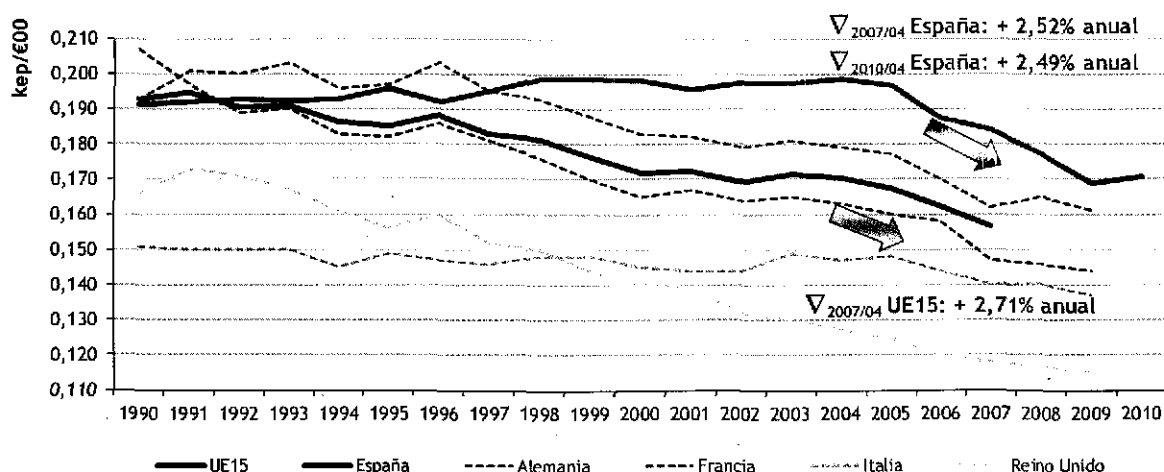
La trayectoria recorrida por los biocarburantes en nuestro país, unida a su carácter estratégico en cuanto a su doble contribución a la mitigación del cambio climático y a la reducción de la dependencia energética nacional, causada principalmente por la demanda de productos petrolíferos en el sector transporte, merece consideración especial. Mientras ha aumentado significativamente el consumo de estos carburantes de origen no fósil, hasta 1,4 millones de tep en 2010, que representan el 5% del consumo de gasolina y gasóleo del sector en ese año, la capacidad de producción ha crecido en nuestro país hasta cifras que triplican ese consumo.

Intensidad de la Energía Primaria

Un análisis similar de la evolución de la intensidad de la energía primaria permite constatar el efecto de las distintas crisis y políticas de reacción respectivas en este indicador. Un claro ejemplo son las actuaciones implementadas a finales de los 70, como reacción a la crisis energética del 79, que dieron como resultado una mejora en la intensidad energética. No obstante, esta mejora no duró mucho, volviendo a registrar un empeoramiento en el indicador tras la posterior recuperación y expansión económica. Esta situación continuó durante la década de los 90, y hasta principios del nuevo siglo, mostrando una divergencia creciente respecto a la tendencia media observada en el conjunto de la UE. El año 2004 marca un nuevo hito, al romperse la tendencia anterior debido a la confluencia de efectos estructurales y otros de naturaleza tecnológica, que conducen a una mejora de la intensidad de energía primaria.

Desde entonces, se ha venido registrando una mejora continua, que perdura en la actualidad, viéndose reforzada por la coyuntura de la crisis, lo que ha llevado a una reducción en 2009 del 4,77% en el indicador mencionado, resultado de la acusada disminución de la demanda de la energía primaria, por encima de la del Producto Interior Bruto (PIB), quien, a su vez, en 2009 ha registrado una caída del 3,7% como resultado de la menor actividad económica ocasionada por la crisis. Actualmente, el periodo transitorio que se viene produciendo a posteriori ha supuesto un leve incremento de la demanda y una ralentización en la caída del PIB, circunstancia que ha llevado a un leve empeoramiento del 1,2%, que en principio, parece ser coyuntural, sin afectar en lo esencial a la tendencia general iniciada hace cinco años.

Figura 2.1.5. Evolución de la intensidad primaria en España y la UE



Fuente: EnR/IDAE

Como balance global del periodo 2009-2010, el descenso más acusado en la demanda de energía primaria parece indicar la existencia de factores que, independientes a la crisis, desde el año 2004 vienen ejerciendo una influencia positiva en la mejora de la intensidad energética. Entre estos factores destaca la incorporación al mix energético de tecnologías de generación más eficientes –renovables, cogeneración y ciclos combinados. Esta situación ha llevado, desde entonces, a una reducción acumulada del 15,3% en el consumo energético necesario para la obtención de una unidad de PIB.

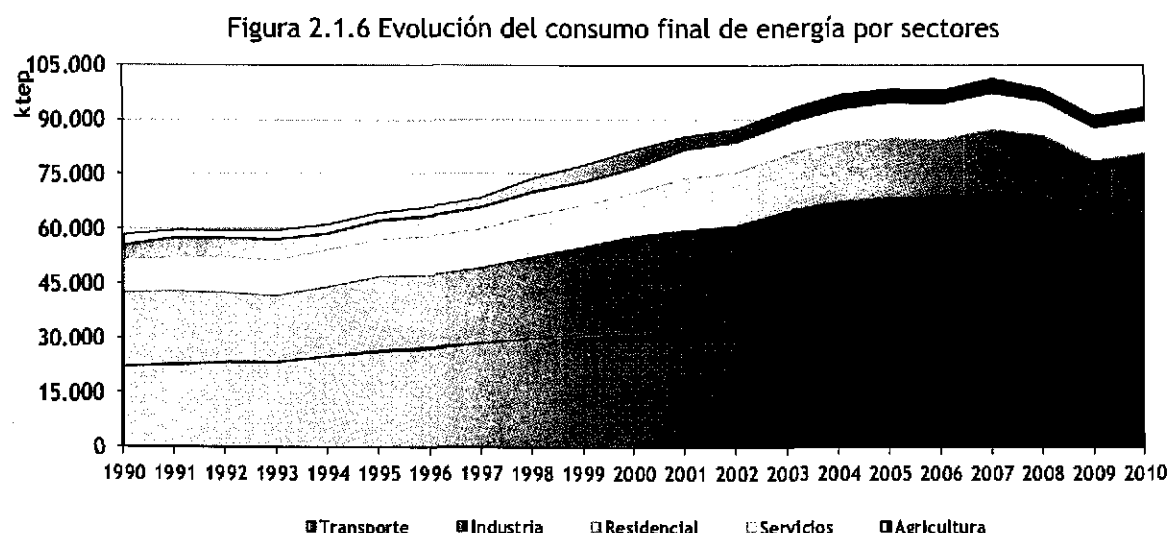
Por otra parte, es a partir del momento señalado cuando se comienza a apreciar una progresiva convergencia en la evolución del indicador nacional de intensidad de energía primaria respecto al correspondiente a la media europea, según se indica en la figura 2.1.6, lo que indica una aproximación en las tendencias registradas en los últimos años en cuanto a mejora de la eficiencia energética a nivel de la media europea, y de países de nuestro entorno.

En un contexto como el actual marcado por la incertidumbre, cabe esperar que la crisis actúe como elemento catalizador estimulando cambios necesarios orientados a mejoras potenciales en la eficiencia y ahorro energético, que a más largo plazo supondrán un ahorro económico y mejora en la competitividad de nuestra economía.

2.1.3 Caracterización energética y sectorial del consumo de energía final

Evolución y estructura del consumo de energía final

Respecto al consumo de energía final, la evolución ha seguido una tendencia similar a la observada en la energía primaria, véase la figura 2.1.7, manifestando de igual modo una tendencia a la estabilización y contracción en la demanda a partir del año 2004, así como el efecto de la actual crisis en el periodo 2009-2010.

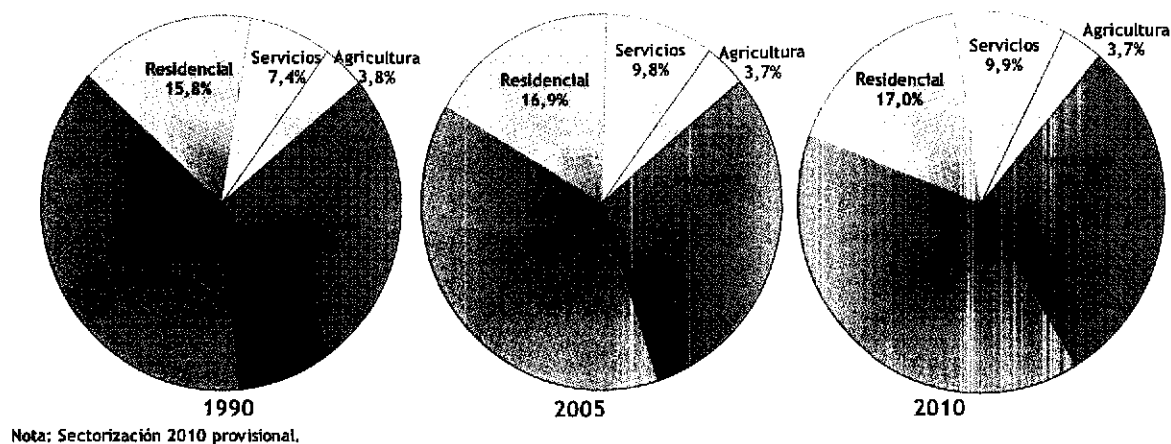


Fuente: MITyC/IDAE

Atendiendo a la distribución sectorial de la demanda, véase la figura 2.1.8, el sector transporte es el mayor consumidor, con el 39,3% del consumo final total, principalmente basado en productos petrolíferos, lo que en gran parte determina la elevada dependencia energética nacional. El siguiente orden de magnitud lo presenta

la industria, con un 30,2% del consumo, a la que siguen los sectores de usos diversos, entre los que destacan el creciente protagonismo de los sectores residencial y servicios.

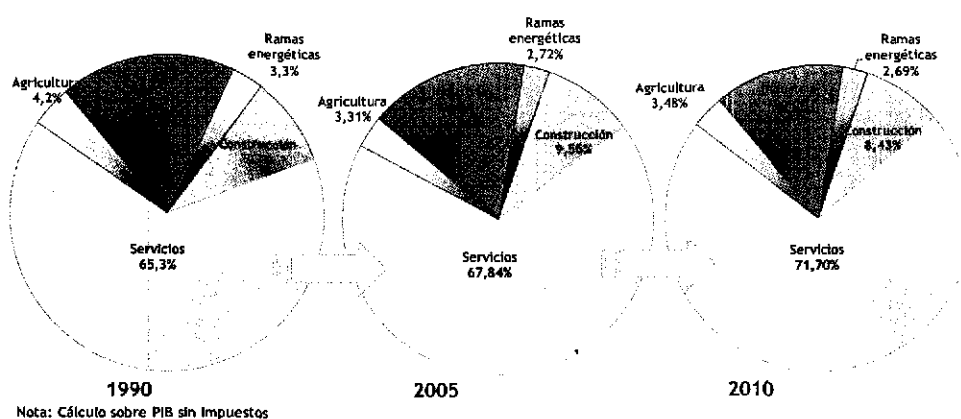
Figura 2.1.7. Evolución de la estructura sectorial de la demanda de energía final



Fuente:
MITyC/IDAE

En particular, la expansión del sector servicios, especialmente vinculado al turismo, con su impacto en la demanda energética y en la productividad nacional, contribuye a reforzar el fenómeno iniciado en los 70 de terciarización de la economía española, véase la figura 2.1.9, lo que actúa como factor amortiguador de la intensidad energética a nivel global. Esto es así dada su elevada aportación al Producto Interior Bruto, seis veces superior a la correspondiente contribución a la demanda energética total.

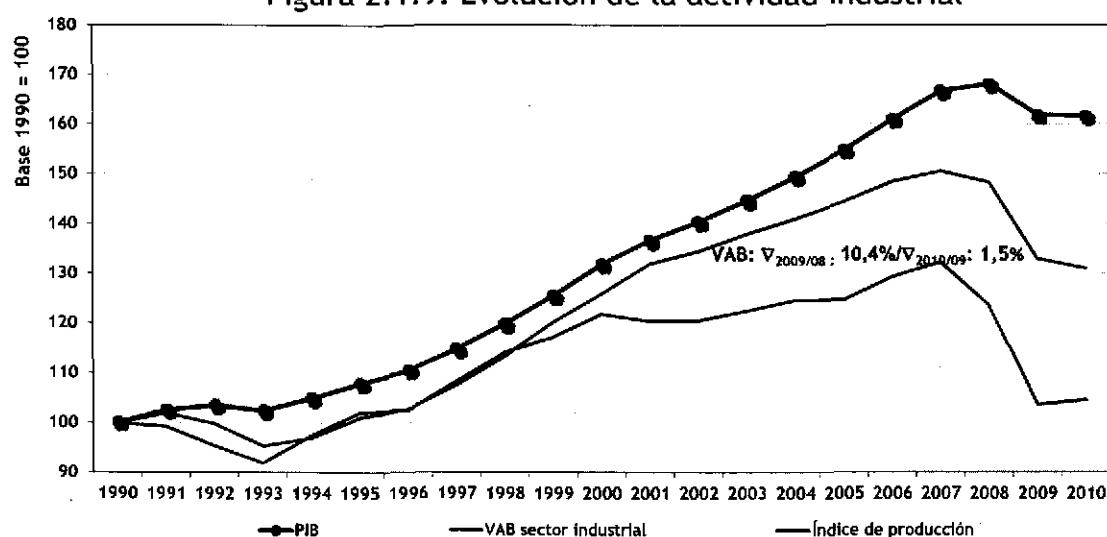
Figura 2.1.8. Evolución de la estructura sectorial del PIB



Fuente: INE/IDAE

En la actualidad, en lo esencial las tendencias sectoriales se mantienen, si bien la industria, especialmente los sectores de la construcción y de la automoción, ha resultado especialmente afectada por la crisis, véase la figura 2.1.9, experimentando un fuerte retroceso en su actividad económica en 2009, visible a través de las caídas del 16,2% en su *Índice de Producción Industrial (IPI)* y del 10,4% en el *Valor Añadido Bruto*, por encima de la caída del PIB, lo que en definitiva repercute en una mayor terciarización. La tendencia actual apunta a una tímida recuperación, igualmente manifiesta a través de los indicadores antes mencionados, si bien el efecto de la crisis es aún persistente, especialmente en el sector industria.

Figura 2.1.9. Evolución de la actividad industrial



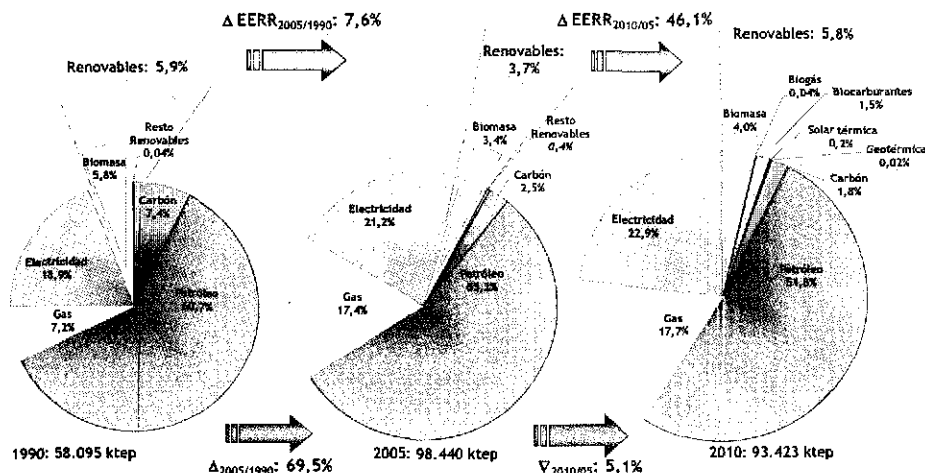
Fuente: INE/IDAE

No obstante lo anterior, la estructura sectorial del consumo de energía final apenas presenta cambios, dado que en el contexto coyuntural de la actual crisis todos los sectores de uso final han moderado su demanda energética, lo que, en términos relativos, se traduce en una cierta estabilidad en cuanto a la participación de los distintos sectores en la demanda energética.

Una valoración de la evolución del consumo energético desglosado según fuentes energéticas permite observar, véase la figura 2.1.10, nuevamente una aceleración en la demanda de los recursos renovables a lo largo de los últimos cinco años. Ello obedece a una apuesta decidida a favor de una mayor incorporación de estos recursos en nuestra cesta energética, especialmente a partir del 2005, así como a una mayor moderación en la demanda por parte de los sectores consumidores, resultado de actuaciones como las enmarcadas dentro de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética 2004-2012.

Así, el crecimiento del consumo de las fuentes de energía renovables en el periodo 2005-2010 sextuplica al existente en los quince años precedentes, lo cual unido a la evolución de la demanda energética global, sitúa las energías renovables en una posición cada vez más destacada, tanto en términos absolutos como en la cobertura a la demanda. Esta circunstancia convierte al año 2005 en un hito en el análisis de la evolución de las energías renovables.

Figura 2.1.10. Evolución de la estructura de consumo de energía final por fuentes energéticas



Fuente:
MITyC/IDAE

En el año 2010, el consumo de energía final ha experimentado un incremento del 2,8% respecto al año 2009, en el cual la demanda retrocedió un 7,7%. Esta recuperación se manifiesta prácticamente en todas las fuentes energéticas, a excepción de los productos petrolíferos, cuya demanda continua disminuyendo como resultado, principalmente, de la desaceleración del sector transporte.

De manera análoga al análisis anterior en términos de energía primaria, cabe destacar la contribución favorable de las energías renovables, siendo las únicas fuentes que mantienen en todo momento una tendencia al alza, representando la demanda térmica de estas fuentes cerca del 6% de la demanda total, lo que triplica la contribución del carbón a la demanda final. Como ya se comentó con anterioridad, la buena evolución registrada en las energías renovables ha sido impulsada por las demandas de los sectores de transporte y edificios, especialmente en los ámbitos ligados al sector residencial.

Un análisis detallado de la demanda sectorial de la energía permite destacar a la industria, al ser el sector que mayor sensibilidad muestra al efecto de la crisis, como se desprende de la información disponible al 2009 sobre la estructura del consumo de energía final según fuentes y sectores.

Dado el carácter singular de dicho año, merece una especial consideración. Así, en dicho año, en un contexto generalizado de moderación de la demanda energética, este sector es el que mayor contracción ha experimentado, disminuyendo su demanda en 2009 un 12,5%, muy por encima a lo observado en el conjunto de los sectores de uso final. Esto responde, como ya se ha mencionado, a la mayor sensibilidad de este sector a la crisis, debido en parte a la estructura de la industria nacional, donde se integran ramas relacionadas con la industria de la construcción, que como es sabido ha constituido el motor de nuestra economía.

Tabla 2.1.1. Estructura de consumo de energía final por sectores y fuentes energéticas en 2009

	Estructura (%) de Consumo por Fuentes y Sectores					TOTAL (ktep)	Δ 2009/08 (%)					
	Carbón	Petróleo	Gases	Energías Renovables	Energía Eléctrica		TOTAL	Carbón	Petróleo	Gases	Energías Renovables	Energía Eléctrica
Industria	5,5%	15,2%	40,2%	6,0%	33,0%	26.468	-12,5%	-30,5%	-11,5%	-14,5%	-4,5%	-9,3%
Transporte	--	95,9%	--	2,8%	1,3%	37.464	-4,7%	--	-6,0%	--	73,1%	-0,8%
Usos Diversos	0,1%	32,2%	15,7%	8,6%	43,4%	26.975	-6,6%	5,0%	-10,3%	-6,2%	2,3%	-2,9%
Residencial	0,1%	29,5%	15,1%	14,1%	3,3%	1.427	-2,2%	-10,2%	-7,2%	-4,2%	1,7%	-2,9%
Servicios	0,1%	21,7%	15,7%	1,5%	1,5%	1.427	-2,2%	-10,2%	-7,2%	-4,2%	1,7%	-2,9%
Agricultura	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	155	-0,0%	0,0%	11,3%	-6,1%	12,3%	-2,0%
TOTAL (ktep)	1.427	49.032	14.639	4.828	20.980	90.906	-7,7%	-31,4%	-7,3%	-13,2%	10,4%	-5,7%

Fuente: MITyC/IDAE. Datos provisionales

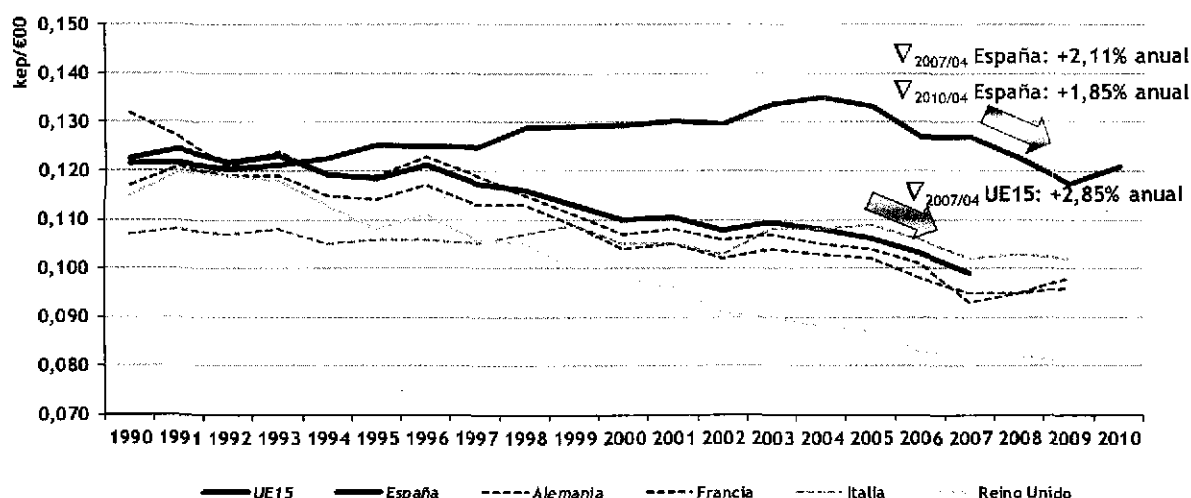
En general, la crisis ha provocado un freno en la producción ligada a todas las vertientes de la actividad de este sector, y de manera muy especial, en la de las ramas vinculadas a la industria de la construcción, como los minerales no metálicos y la siderurgia, además de en otras como la química, quienes conjuntamente representan más del 50% de toda la demanda energética de este sector. Por otra parte, estos sub-sectores se caracterizan por una elevada demanda de productos petrolíferos y de gas natural, equivalente a dos tercios de la demanda global de estas fuentes energéticas por parte de la industria. El impacto de la crisis, sobre todo en los citados sub-sectores de la industria, se ha traducido en una importante disminución del consumo del petróleo y de gas, lo que explica, si no todo, gran parte del retroceso registrado en 2009 en la demanda global de estos productos energéticos.

Otro sector crítico, con repercusión en la demanda energética nacional, es el transporte, dada su alta dependencia de recursos fósiles, así como la complejidad asociada a su naturaleza atomizada y vinculación a otros sectores de actividad económica, como la industria, comercio y turismo, todo ello sin olvidar su elevado impacto medioambiental. Este sector, al igual que la industria, se ha visto muy afectado por la crisis durante el año 2009, registrando una menor movilidad ligada sobre todo al transporte de mercancías en carretera, modo donde se absorbe el grueso del consumo de productos petrolíferos tanto a nivel del transporte como a nivel global. Esto explica la reducción del 6% de la demanda de petróleo en este sector en 2009, reforzándose el efecto negativo de la crisis industrial sobre estos combustibles.

Intensidad de la energía final

Al igual que ocurre en el balance al 2010 de la intensidad de energía primaria, este contexto ha ocasionado un comportamiento algo anómalo y errático en la intensidad en términos de energía final, con una disminución del 3,9% en 2009 seguida de un incremento posterior del 2,4% en 2010. Remontándose a las últimas dos décadas, la tendencia seguida por la intensidad de energía final ha sido paralela a la del indicador homólogo de intensidad primaria, mostrando una mayor convergencia con la media europea con posterioridad al año 2004.

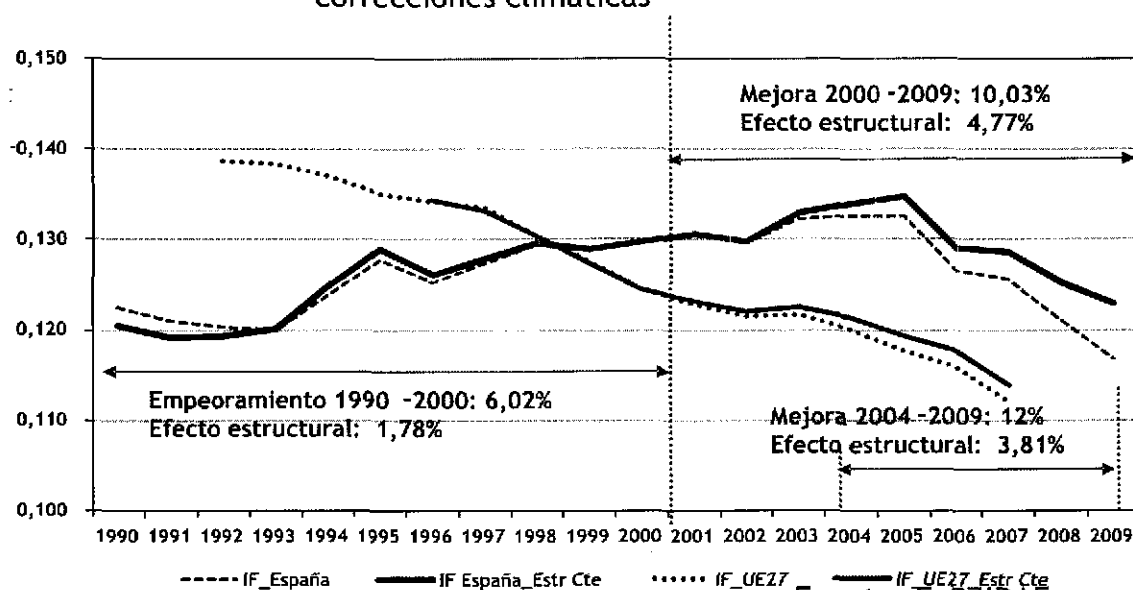
Figura 2.1.11. Evolución de la intensidad final en España y la UE



Fuente: EnR/IDAE

La mejora observada no sólo obedece a la crisis, ya que con anterioridad al inicio de la misma se han venido identificando mejoras en la intensidad impulsadas por políticas de eficiencia en el uso final de la energía, mejoras tecnológicas y cambios estructurales. Estos fenómenos siguen ejerciendo un impacto positivo en la mejora de la intensidad energética, aún en el contexto de la crisis, como se desprende de la evolución de la demanda energética, por debajo del de la productividad económica. Esto último se constata a partir de la observación de la evolución del indicador de intensidad final en España con correcciones climáticas y a estructura constante, lo que permite diferenciar el efecto de distintos factores en la mejora registrada en la intensidad energética en los últimos años.

Figura 2.1.12. Evolución de la intensidad final a estructura constante con correcciones climáticas



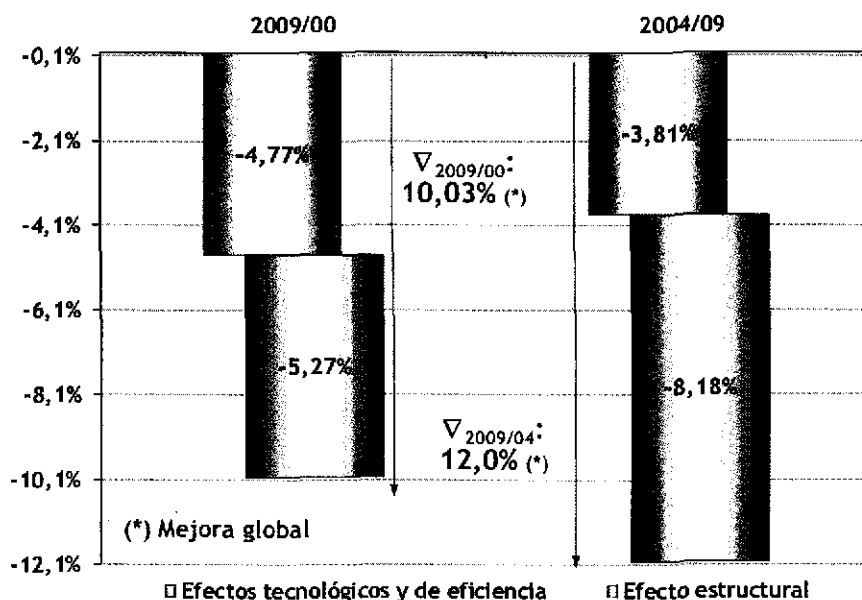
Nota: Intensidades con corrección climática

Fuente: EnR/IDAE

Del análisis diferenciado de los distintos factores determinantes de la mejora de la intensidad, se puede inferir, véase la figura 2.1.13, el efecto favorable de la sinergia

de distintos factores, destacando la importancia que la tecnología y eficiencia energética parecen adquirir en los últimos años.

Figura 2.1.13. Evolución de la intensidad final a estructura constante

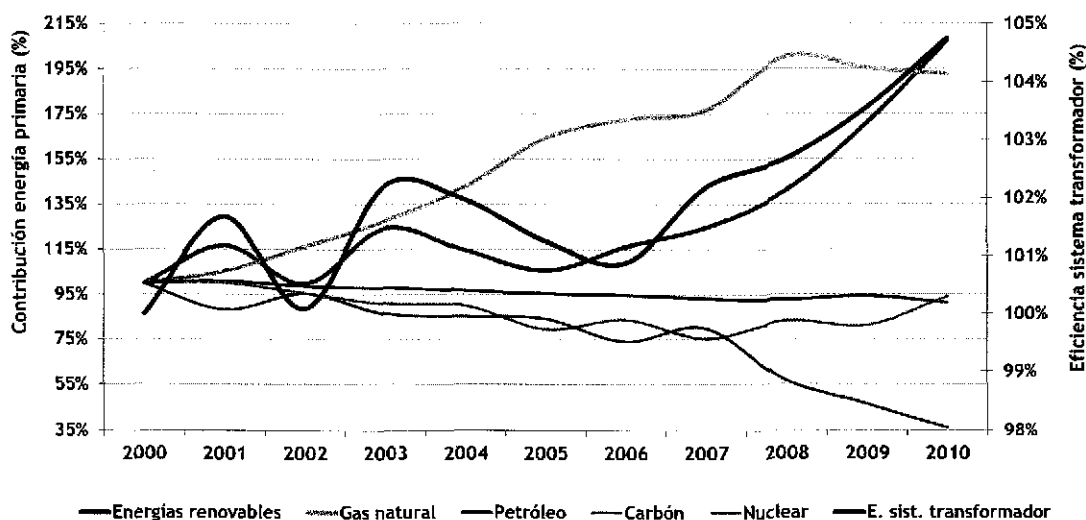


Nota: Intensidades con corrección climática

Fuente: EnR/INE/IDAE

En definitiva, la participación progresiva en el mix energético de las energías renovables, junto al gas natural, unida a políticas de eficiencia en el consumo de energía final, ha supuesto una contribución positiva en la mejora de eficiencia de nuestro sistema transformador, expresada ésta como la relación entre las demandas totales de energía final y primaria.

Figura 2.1.14. Efecto de las energías renovables en el sistema transformador



Fuente: MITyC/IDAE

Prueba de ello es la correlación que parece existir en la evolución de la contribución de estas fuentes a la demanda de energía primaria y la mejora de la eficiencia del sistema transformador. Así, el mayor rendimiento asociado a las tecnologías de generación eléctrica basadas en energías renovables y gas natural —cogeneración y ciclos combinados— y la participación progresiva de estas tecnologías en el mix energético, ha llevado a una reducción en las necesidades de energía primaria, potenciada asimismo por la moderación en la demanda final de la energía derivada de actuaciones en eficiencia energética orientadas a los sectores consumidores de energía final.

2.1.4 Consumo final bruto de energía

La Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, a la vez que fija los objetivos a alcanzar por la Unión Europea (UE) en el año 2020 —tanto globales, como en el sector transporte— y los objetivos obligatorios y trayectorias indicativas para cada uno de los Estados miembros, establece una metodología para el cálculo de su cumplimiento, introduciendo el concepto de consumo final bruto de energía, sobre el que se calcula el objetivo global del 20% de participación de las energías renovables en ese año. El mismo objetivo para el caso particular de España que para el conjunto de la UE.

La Directiva define el consumo final bruto de energía como “los productos energéticos suministrados con fines energéticos a la industria, el transporte, los hogares, los servicios, incluidos los servicios públicos, la agricultura, la silvicultura y la pesca, incluido el consumo de electricidad y calor por la rama de energía para la producción de electricidad y calor e incluidas las pérdidas de electricidad y calor en la distribución y el transporte”. En el capítulo 5 del presente documento se tratan con más detalle los distintos conceptos y metodología para el cálculo de los objetivos.

En lo que respecta a España, la situación de las energías renovables en 2010, año base para la elaboración de este Plan de Energías Renovables, alcanza el 13,2% del consumo final bruto de energía, valor de partida que sirve como referencia de cara al cumplimiento del objetivo nacional del 20% en 2020. En la tabla 2.1.2, en la que aparece la evolución de ese porcentaje desde 2005, se puede apreciar el fuerte crecimiento experimentado por las energías renovables durante los últimos años, con un incremento del orden del 60% de la cuota renovable en el periodo indicado.

Tabla 2.1.2. Consumo final bruto de energías renovables según la metodología de la Directiva de renovables

Consumo final de energías renovables (ktep)	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Energías renovables para generación eléctrica (Art. 5.1.A)	3.590	4.479	5.006	5.328	6.395	8.352
Energías renovables para calefacción/refrigeración (Art. 5.1.B)	3.541	3.660	3.716	3.755	3.755	3.933
Energías renovables en transporte (Art. 5.1.C)	137	171	385	619	1.074	1.442
TOTAL renovables	7.268	8.310	9.107	9.703	11.223	13.728
<i>TOTAL renovables_ corrección según la Directiva 2009/28/CE</i>	<i>8.302</i>	<i>8.754</i>	<i>9.526</i>	<i>10.434</i>	<i>11.571</i>	<i>12.698</i>
Consumo de energía final (ktep)	2005	2006	2007	2008	2009	2010
<i>Consumo de energía bruta final (Art. 5.6)</i>	<i>101.719</i>	<i>100.995</i>	<i>104.540</i>	<i>101.804</i>	<i>94.027</i>	<i>96.382</i>
% Energías renovables/ consumo de energía bruta final	8,16%	8,67%	9,11%	10,25%	12,31%	13,17%

Fuente: MITyC/IDAE

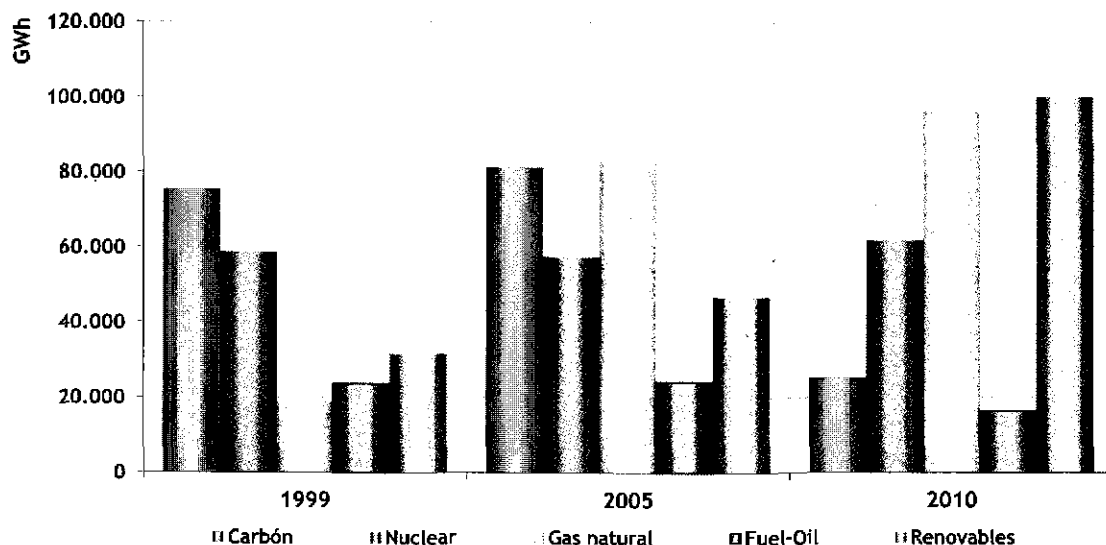
El esfuerzo realizado en materia de energías renovables se ha dirigido principalmente a las áreas eléctricas que actualmente representan alrededor del 65% de la cobertura renovable a la demanda de energía final bruta. Con respecto a la demanda energética en transporte, es de destacar el progreso efectuado en los últimos cinco años, a lo largo de los cuales se ha multiplicado por diez su consumo, con el consecuente desplazamiento y sustitución de carburantes fósiles.

El camino a recorrer hasta el 2020 pasa por continuar el esfuerzo ya emprendido, así como por potenciar aquellas áreas, como las térmicas, donde queda margen para la mejora, algo a lo que contribuirá la legislación de edificios en cuanto al establecimiento de normas y obligaciones en materia de requisitos mínimos para el aprovechamiento de energías renovables en edificios nuevos y rehabilitados, abriendo paso a la incorporación de nuevas fuentes y tecnologías como la geotermia, las bombas de calor, etc.

2.1.5 Evolución al 2010 del mix de generación eléctrica

La generación eléctrica nacional ha experimentado una importante transformación desde finales de los años 90, véase la figura 2.1.15, a lo que ha contribuido la progresiva penetración del gas natural, principalmente en centrales de ciclo combinado y en cogeneración, además de las energías renovables, cuya cobertura evoluciona al alza, representando en la actualidad más del 32% de la producción eléctrica nacional.

Figura 2.1.15. Participación de las fuentes de energía en la generación eléctrica

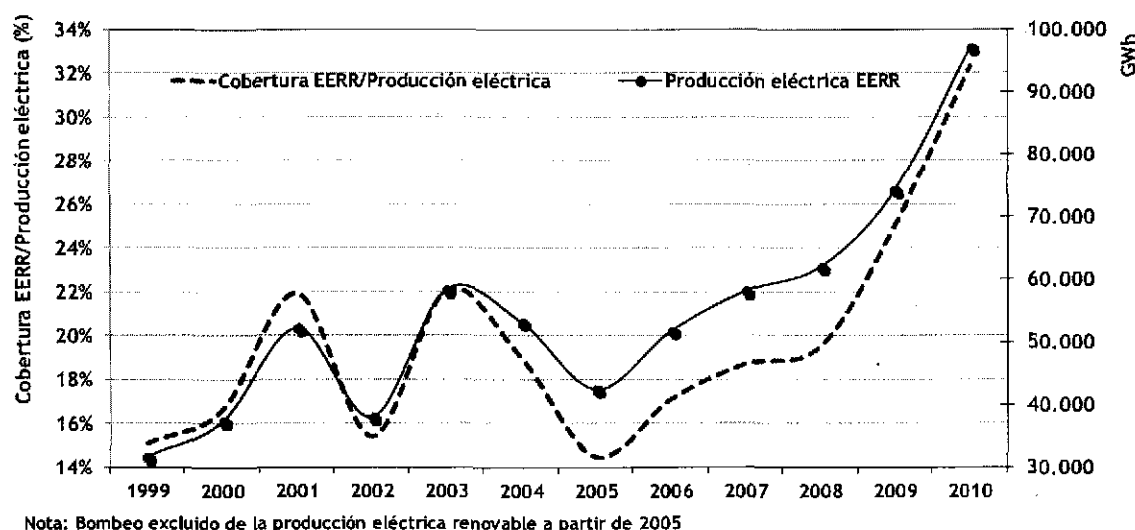


Nota: Bombeo excluido de la producción eléctrica a partir de 2005

Fuente: MITyC/IDAE

En los últimos años, la generación eléctrica renovable ha evolucionado de manera muy favorable, véase la figura 2.1.16, ganando terreno progresivamente frente a fuentes tradicionales de generación eléctrica, tal y como ya ocurre con el carbón y la energía nuclear, superando la producción de estas fuentes desde el año 2006, lo que constituye un hito en la historia de las energías renovables, especialmente en lo relativo a la producción nuclear.

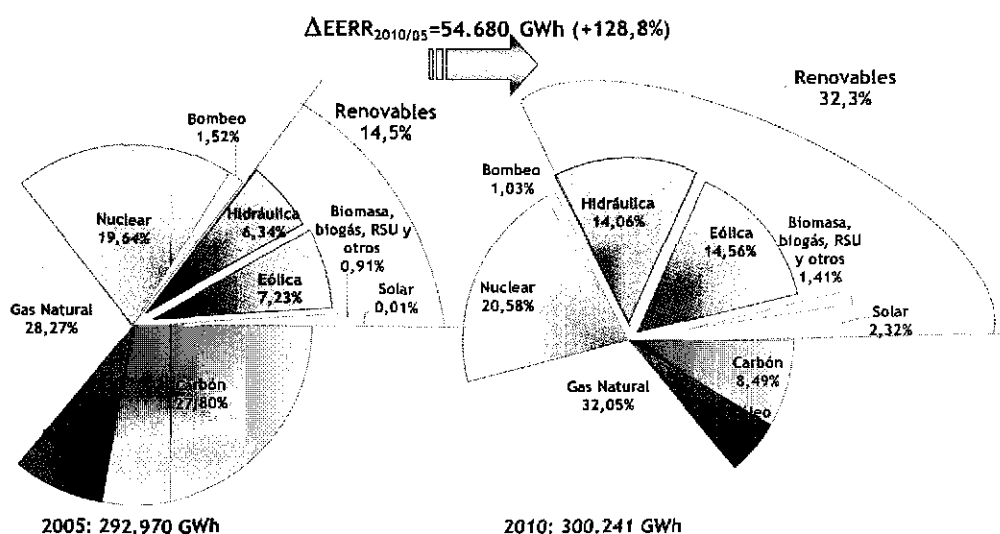
Figura 2.1.16. Evolución de producción eléctrica renovable en el mix eléctrico



Fuente: MITyC/IDAE

Es importante destacar el crecimiento registrado desde el 2005 en la producción eléctrica renovable, tanto en términos absolutos como relativos, véase la figura 2.1.15. Así, la producción se ha incrementado en un 128,8%, a un ritmo medio anual del 18%. Esto se ha traducido en un crecimiento similar en cuanto a su cobertura a la demanda eléctrica, a una tasa media anual del orden del 17,4% en el periodo 2005-2010. Ninguna otra fuente energética presenta una evolución similar. Esta situación ha sido posible a pesar de la intermitencia inherente a la producción eléctrica renovable que afecta especialmente a la producción hidroeléctrica, que supone más del 40% de la producción eléctrica renovable.

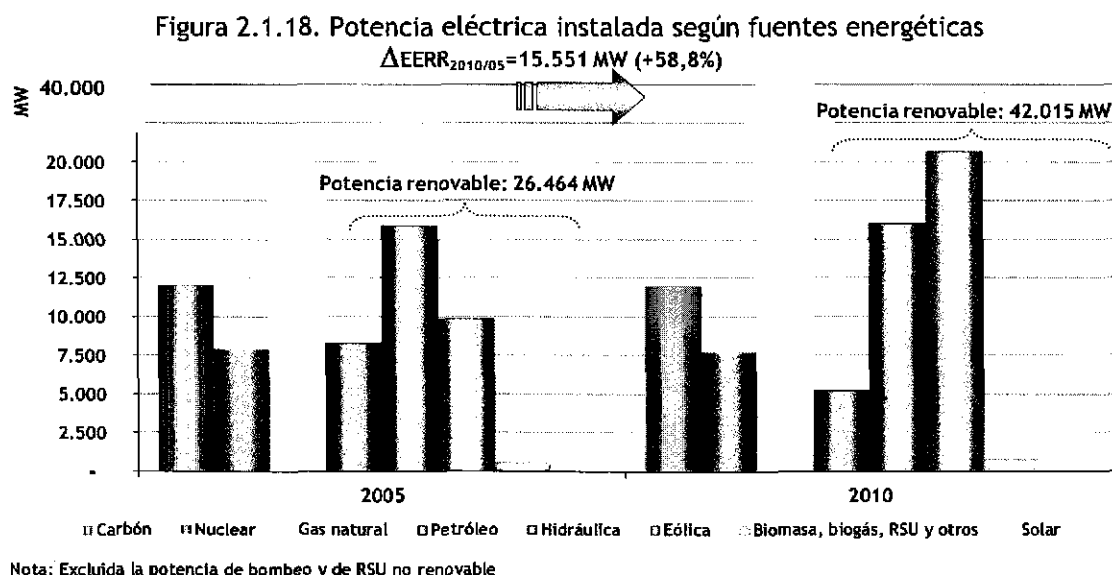
Figura 2.1.17. Evolución de la estructura de generación eléctrica por fuentes energéticas



Fuente: MITyC/IDAE

Como ya es sabido, a ello ha contribuido en especial la producción eólica, véase la figura 2.1.18, que actualmente representa el 45% de la producción eléctrica renovable, así como la mitad de toda la potencia instalada en el conjunto de las

fuentes de energía renovables. La madurez de esta tecnología ha propiciado el desarrollo de un elevado número de instalaciones a lo largo de los últimos años.



Fuente: MITyC/IDAE

La evolución de la energía eólica ha ido acompañada por la incorporación reciente de otras tecnologías como la solar termoeléctrica, ausentes del panorama energético hasta hace poco. El impulso dado a esta tecnología desde el año 2008 ha permitido que empiece a cobrar visibilidad. Actualmente son numerosas las instalaciones en construcción, cuya puesta en marcha dará lugar a una potencia de unos 600 MW, cifra que supera el objetivo del PER 2005-2010. El potencial de esta tecnología unido a la alta disponibilidad de recurso solar en España permitirá que esta tecnología juegue un papel importante en los años sucesivos.

2.2 ESCENARIOS DE PRECIOS DE LA ENERGÍA Y DEL CO₂

Los precios del petróleo y la distribución de las reservas de energía vienen condicionando las políticas energéticas de los diferentes países desde hace casi cuatro décadas.

La evolución de los precios de las materias primas energéticas influirá en el desarrollo de las tecnologías renovables. Escenarios de precios altos de petróleo y gas harán a las tecnologías renovables más competitivas en costes y viceversa. Asimismo, también influirá en ese desarrollo la evolución del precio de los derechos de emisión de CO₂.

Por ello, a comienzos de 2010 —y dentro de los estudios llevados a cabo como apoyo al desarrollo del Plan— se elaboraron diferentes escenarios de evolución de los precios del petróleo, del gas y de los derechos de emisión de CO₂.

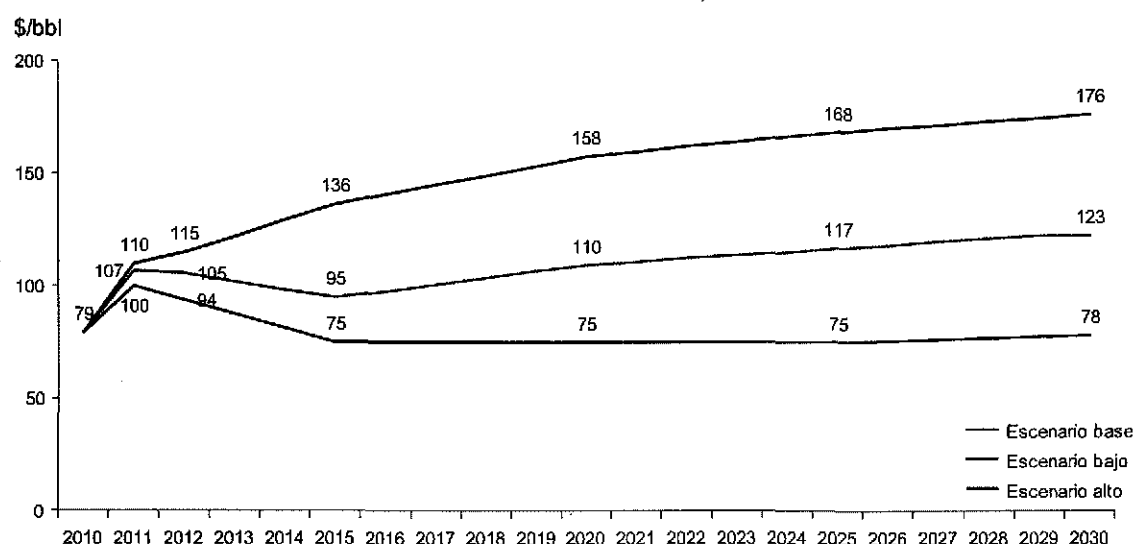
Un resumen de estos escenarios se presenta a continuación. A este respecto, es importante destacar que desde su elaboración se ha producido en distintos países de África y Asia una serie de acontecimientos que, además de los cambios de orden social y político que se están produciendo y puedan producirse, tendrán con toda

probabilidad influencia en la evolución futura del precio de las materias primas energéticas y en el diseño de las políticas energéticas del futuro. Por ese motivo, se encuentra en curso una actualización de las proyecciones correspondientes a los mencionados escenarios, que se tendrá en consideración tan pronto esté disponible.

2.2.1 Escenarios de evolución de precios del crudo de petróleo Brent

Para inferir los precios de las principales materias primas energéticas, petróleo y gas natural, aunque se han barajado tres posibles escenarios (alto, base y bajo), en línea con las previsiones de los principales organismos internacionales, los análisis para la elaboración del PER se han llevado a cabo a partir del escenario base de precios, que contempla un crecimiento moderado de los mismos en el periodo del plan. De acuerdo con esto, el precio del crudo de petróleo Brent cotizaría en 2020 alrededor de los 110 \$ por barril —a precios constantes de 2010— en el escenario base, mientras que en los escenarios bajo y alto el barril se situaría en cifras del orden de los 75 \$ y 158 \$, respectivamente. Véase la figura 2.2.1.

Figura 2.2.1. Escenarios de precio del barril de crudo de petróleo Brent (en \$ constantes de 2010)

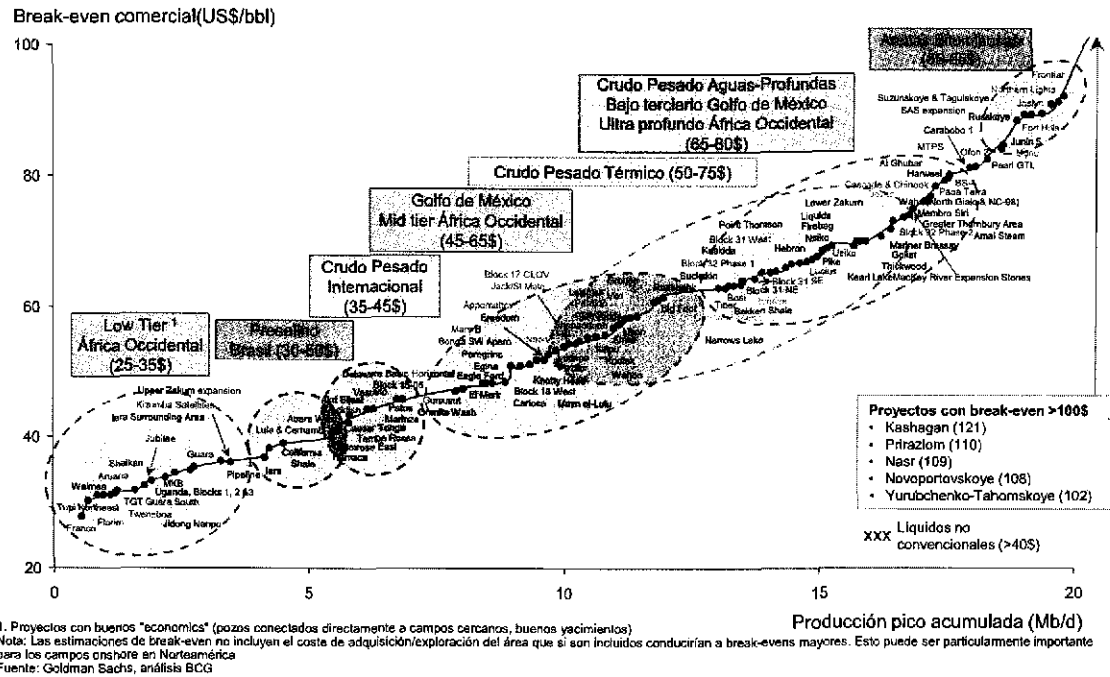


Fuente: BCG

En el escenario base, el precio del crudo previsto está alineado con la evolución esperada del coste de producción del proyecto marginal, incluyendo costes de capital, de los nuevos yacimientos necesarios para satisfacer la demanda futura de crudo. En otras palabras, el escenario base refleja el precio requerido para satisfacer la demanda futura de crudo. El escenario ácido alto, asume un coste superior del crudo derivado de una mayor demanda de crudo y una mayor dificultad y por tanto coste para el reemplazo de las reservas de crudo. Una recuperación económica más rápida de lo esperado, una demanda por parte de las potencias emergentes superior a la prevista, o mayores dificultades de las previstas para reemplazar las reservas de crudo llevarían a esa situación. El escenario ácido bajo, por el contrario, estaría alineado con una debilidad del consumo de crudo y una mayor facilidad que la prevista en el acceso a nuevas reservas.

Efectivamente, tal y como se puede ver en la gráfica adjunta, los yacimientos marginales con los costes más elevados necesitan un precio del crudo de los 100 \$/barril para llegar a cubrir estos costes.

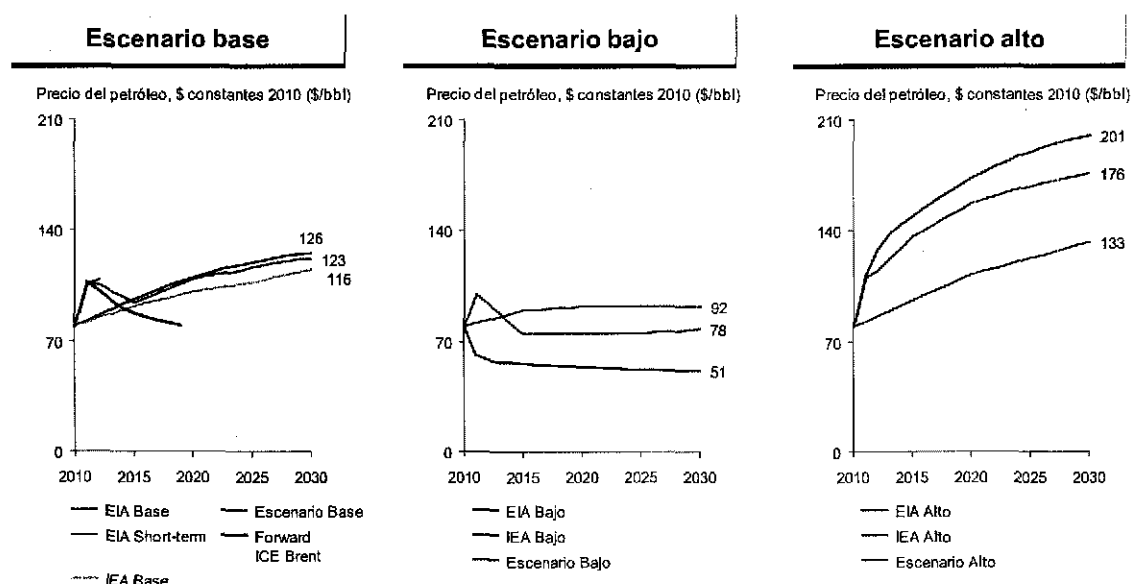
Figura 2.2.2. Coste de explotación de los 230 proyectos de explotación y producción más importantes



Fuente: BCG

Como se puede apreciar en las siguientes gráficas, los escenarios definidos están en línea con los manejados por instituciones internacionales como la Agencia Internacional de la Energía (IEA, en sus siglas en inglés), y la Energy Information Administration (EIA) del Departamento de Energía de Estados Unidos y con los precios de los futuros sobre el crudo (estos últimos para los primeros años de proyección).

Figura 2.2.3. Precios del crudo Brent en los escenarios base, alto y bajo



Fuente: BCG

2.2.2 Escenarios de evolución de precios del gas natural en España

Para la realización de escenarios de precios de gas en España es necesario comprender las dinámicas que determinan los precios del mismo. El gas natural es un *commodity* energético que se puede adquirir o bien en el mercado spot o bien a través de contratos a largo plazo.

Para el primer caso, el precio del gas natural en los mercados spot viene determinado en mercados internacionales a través de marcadores líquidos como son el Henry Hub en EE.UU. el NBP (National Balancing Point) en el Reino Unido o el Zeebrugge en Bélgica.

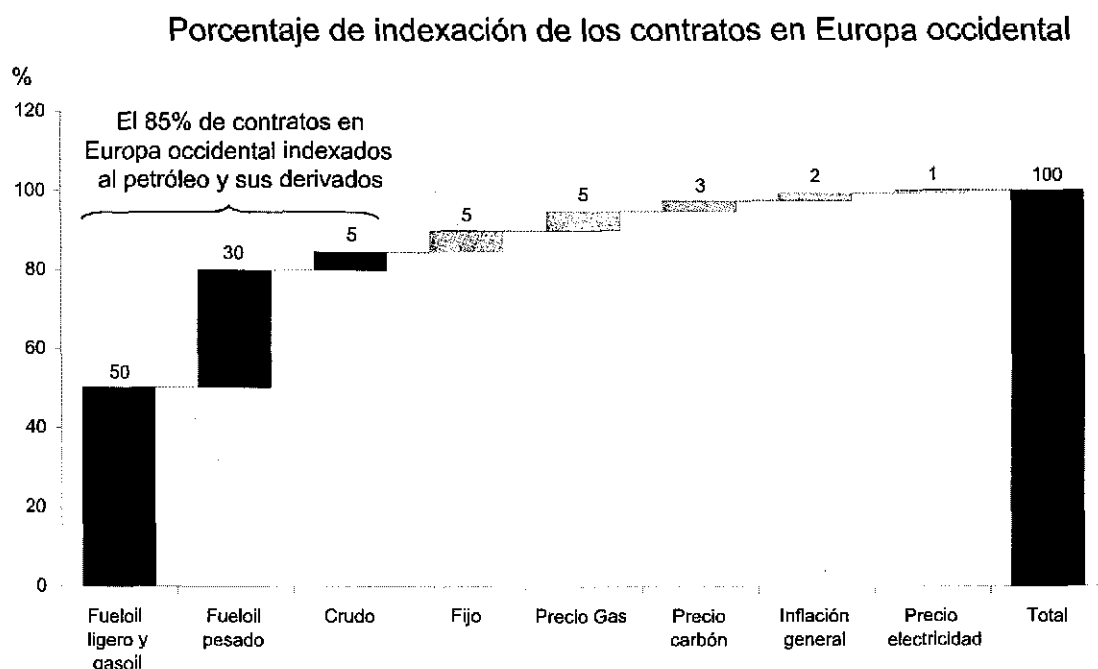
Sin embargo, una parte significativa del aprovisionamiento de gas se produce a través de contratos de larga duración con productores de gas natural. Dichos contratos tienen típicamente duraciones en el rango de 20-25 años. En este caso, el precio del gas responde a fórmulas polinómicas acordadas entre las partes, vinculadas a índices energéticos tales como el crudo, fueloil, gasoil, mercados líquidos de gas natural, el precio del pool de electricidad, carbón, etc. Dichos contratos vienen asociados además a cláusulas tipo *take-or-pay*, que obliga al comprador a comprar la cantidad pactada independientemente de las condiciones de mercado locales.

Para el caso de España, el aprovisionamiento de gas natural ha venido determinado fundamentalmente por los contratos a largo plazo y en menor medida por los mercados spot. De hecho, los contratos a largo plazo han representado recientemente alrededor del 90% de las importaciones de gas natural en España.

Respecto a la naturaleza de los contratos en España, la mayoría están indexados al precio del crudo y sus derivados, con lo que el precio pagado por el gas en España está muy correlacionado con el precio del crudo, incluyendo decalajes. De hecho, el *Energy Sector Inquiry* de la UE estima que el 85% de contratos en Europa Occidental se encuentra indexado al crudo y/o a sus derivados, tal y como se puede ver en la

siguiente figura. Para España, se estima una relación similar del precio del gas respecto al precio del crudo.

Figura 2.2.4. Indexación de los contratos de gas natural en Europa occidental según el *Energy Sector Inquiry*



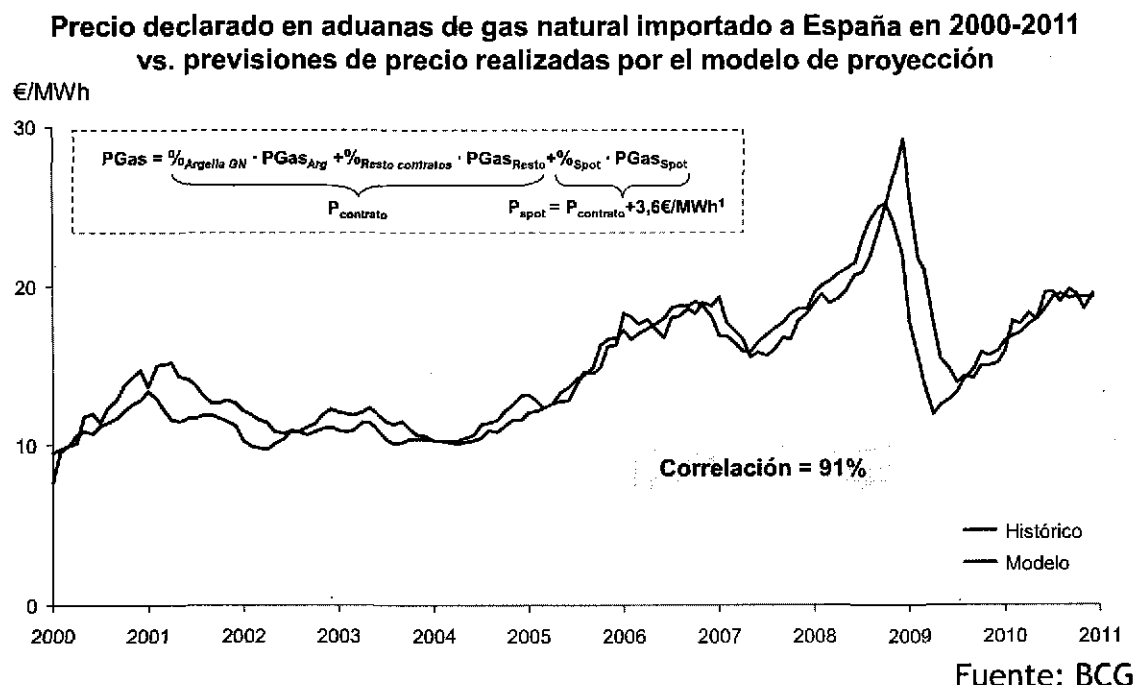
FUENTE: BCG

Dada esta relación entre el precio del gas en España y el precio del crudo, se ha desarrollado un modelo de proyección de los precios del gas basado en regresiones del precio del gas con el precio del crudo. El modelo realizado muestra un elevado nivel de ajuste con los precios del gas históricos, con lo que puede considerarse que el modelo es un predictor razonable del precio del gas ante diferentes escenarios de precio del crudo. En cualquier caso, las proyecciones se verán afectadas tanto por la indexación real de los contratos que se firmen o renegocien a futuro, con las posibles modificaciones en el mix de materias primas y relación temporal, como por la existencia de pivotes al precio del crudo u otras materias primas que no son contempladas en regresiones históricas. Como se puede entender fácilmente, el impacto de las desviaciones sobre las proyecciones del modelo será mayor cuanto más alejado en el tiempo nos encontremos.

Cabe destacar que, tal y como se ha indicado anteriormente, el modelo de precios de gas –cuya metodología se puede consultar en el estudio correspondiente¹– muestra un elevado nivel de ajuste. De hecho aplicando el modelo a datos históricos del precio del crudo se obtiene una correlación del 91% entre el precio del gas real y el estimado, tal y como se puede observar en la figura adjunta.

¹ Evolución tecnológica y prospectiva de costes por tecnologías de energías renovables a 2020 – 2030

Figura 2.2.5. Modelización del precio del gas importado en España



Para la realización de las proyecciones, de igual forma que en el caso del crudo de petróleo, se han elaborado tres escenarios (escenario base y escenario ácido alto y bajo) con una serie de hipótesis clave comunes a todos los escenarios de crudo, como son las siguientes:

- Se asume un crecimiento de la demanda de gas en España a una tasa media del 2% anual desde 2010 y 1% anual hasta 2030.
- Los gasoductos Magreb y MedGaz funcionan con una utilización del 90% (el modelo considera que MedGaz incrementará gradualmente el volumen transportado durante los primeros tres años), ajustando las importaciones de GNL para asegurar la cobertura de la demanda.
- Como hipótesis simplificadora, se asume que la compra de gas spot es marginal en los próximos cinco años (5%), y que éstas posteriormente aumentan hasta alcanzar el 15% de las importaciones.
- La estructura contractual de los contratos a largo plazo en España en este horizonte se mantiene esencialmente indexado al precio del crudo y con valores similares a los históricos.
- El modelo considera que las importaciones adicionales de GNL se realizan con un esquema de indexación igual al promedio declarado en aduanas en las importaciones históricas
- La tasa de inflación de 2010 en adelante es 2,3% (en línea con la hipótesis de IEA) y el tipo de cambio USD/Euro se ajusta a 1,28 \$/€ a medio-largo plazo.

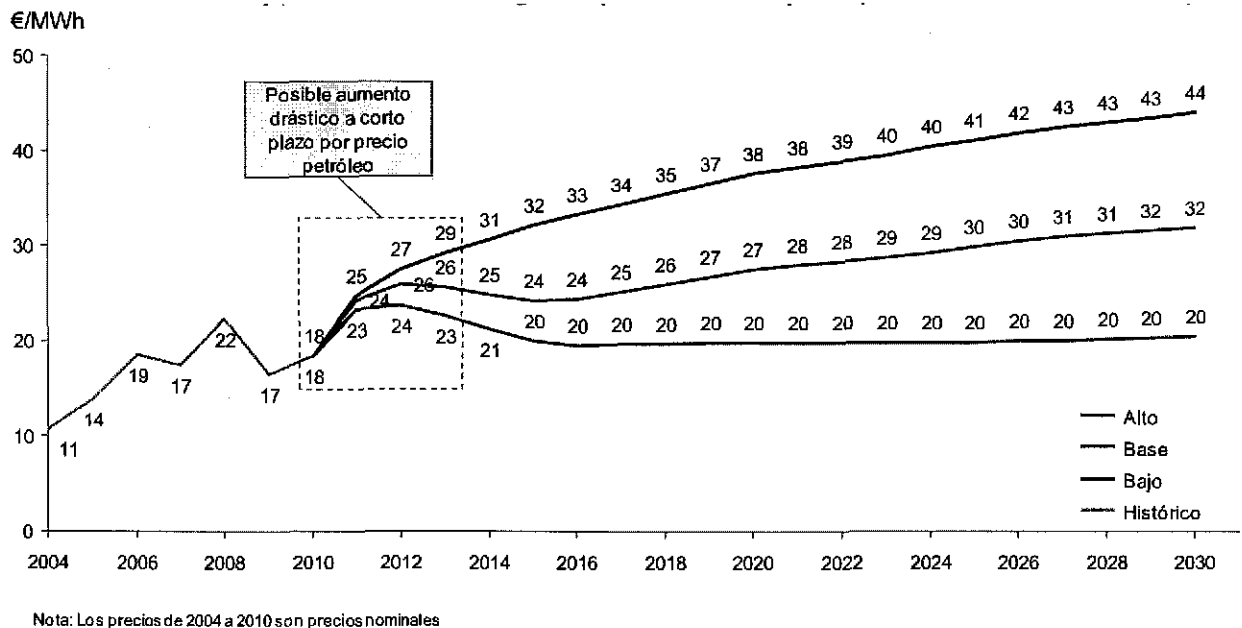
En cualquier caso, en el largo plazo se ha estimado que los precios del gas en bases DES² estarán por encima de 17,7 €/MWh, precio necesario para cubrir los costes del

² DES es un *incoterm* que significa Delivered Ex -Ship. El vendedor ha cumplido su obligación de entrega cuando ha puesto la mercancía a disposición del comprador, o en un transporte multimodal o a bordo de un buque, en el puerto de destino convenido, sin

proyecto marginal, incluyendo costes de exploración y producción, licuación y transporte. De forma efectiva, esto pondrá un suelo en los precios de GNL, y por tanto del gas marginal que se importe en España.

La siguiente gráfica muestra la evolución esperada de los precios de gas en los tres escenarios propuestos:

Figura 2.2.6. Proyecciones del precio del gas natural importado en España (en euros constantes de 2010)



Fuente: BCG

En el escenario base, el gas natural importado en España alcanzaría un precio en 2020, también a precios constantes de 2010, de 27,5 €/MWh, para una tasa de cambio de 1,28 dólares USA por euro.

2.2.3 Escenario de evolución del precio de los derechos de emisión de CO₂

Análogamente a lo realizado en la proyección de precios de gas natural se han definido tres posibles escenarios futuros de evolución del precio de los derechos de emisión CO₂, en función de los diferentes grados de ambición en las políticas de reducción de emisiones, tanto en la UE como a nivel mundial: escenario base, escenario exigente y escenario bajo.

El escenario base representa el escenario continuista en la UE con los objetivos de reducción del 20% respecto a las emisiones de 1990 y con tratamiento restrictivo de

despacharla en aduana para la importación. Se utiliza cuando las partes deciden que es el vendedor quien asume los costes y riesgos de descargar la mercancía.

los mecanismos de flexibilidad, lo cual se encuentra por debajo del objetivo exigente que supone una reducción de 30% de emisiones respecto a las emisiones de 1990.

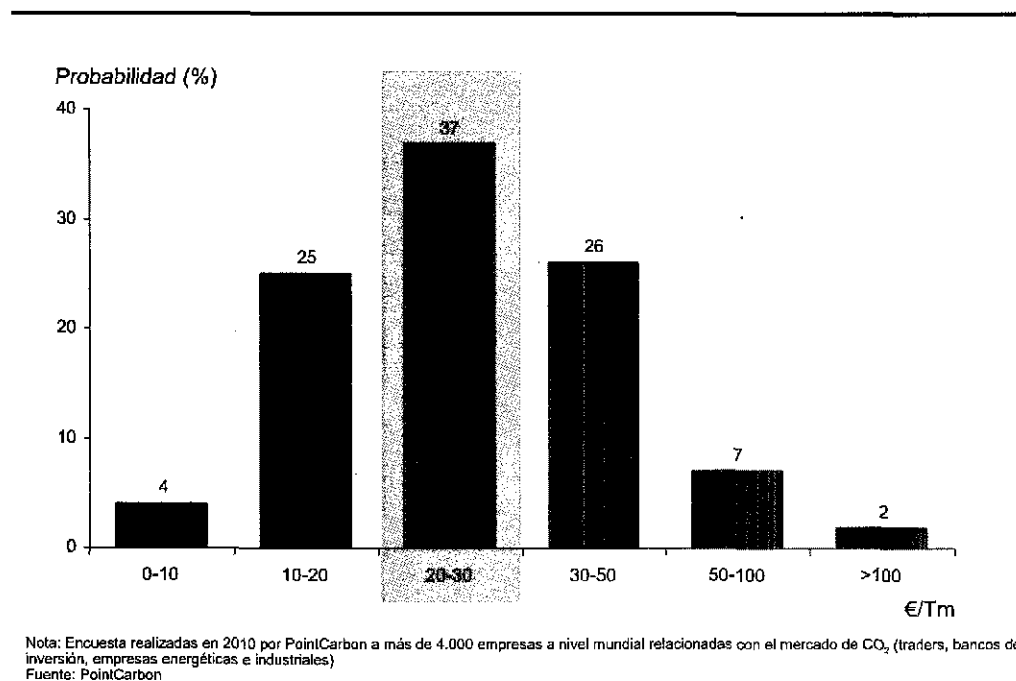
En el escenario base, otros países relevantes fuera de la UE fijan objetivos similares de reducción de emisiones, siguiendo anuncios recientes:

- EE.UU. reducirá un 14-17% de emisiones respecto a las emisiones de 2005.
- Japón ha anunciado la reducción de 25% de emisiones respecto a 1990.
- La Federación Rusa ha anunciado una reducción de 15-25% respecto a 1990.
- Las potencias emergentes también fijan compromisos de reducción de emisiones de CO₂.

En este escenario los precios se encontrarán en torno a 30 €/ton en el largo plazo y están determinados fundamentalmente por el escenario europeo. Como se puede ver en el gráfico adjunto el precio del CO₂ en el escenario base está en línea con las expectativas de los agentes de la UE de 25-30 €/Tm CO₂.

Figura 2.2.7. Expectativas de precio del CO₂ en la UE

Encuesta sobre expectativas de precio del CO₂ en la UE en 2020
(encuesta realizada en 2010)



Fuente: BCG

En el escenario exigente se asume una mayor ambición a nivel global de reducción de emisiones para alcanzar la propuesta del Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático (IPCC, según sus siglas en inglés) de concentración de CO₂ de 445 ppm en 2050, lo cual requeriría eliminar 22 GigaTm de emisiones para el 2030. En este caso el análisis demanda-oferta de mecanismos de reducción de emisiones requerido para la reducción de las 22 GigaTm resulta en un coste marginal de reducción para 2030 de 50 €/Tm CO₂.

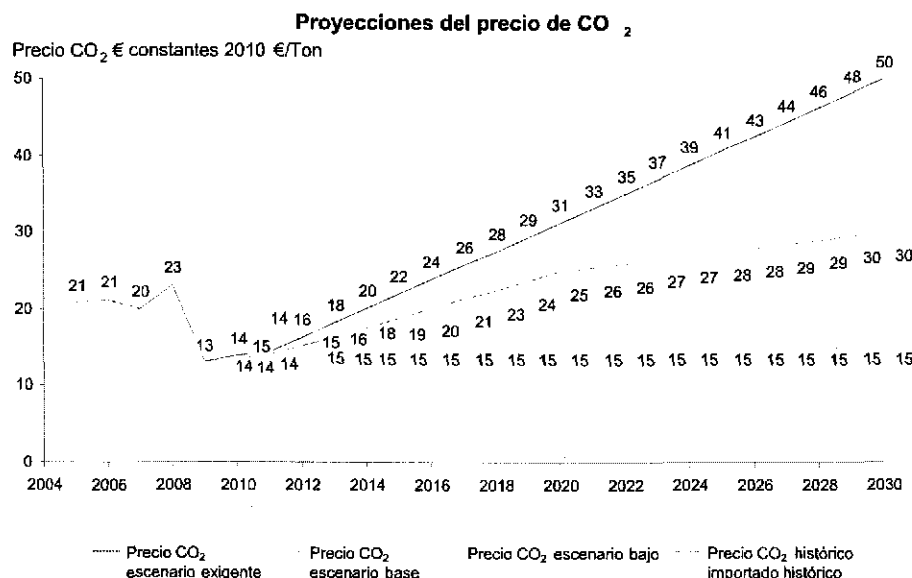
En el escenario bajo se produce relajamiento general de los objetivos de restricción de las emisiones de CO₂. En este escenario se han estimado unos costes de CO₂ en

línea con el nivel de precios del mercado de CO₂ existentes en marzo de 2010 y que estaban en torno a 15 €/Tm CO₂.

Adicionalmente a estos tres escenarios, el precio del CO₂ podría incluso ser "0" de encontrarnos en un entorno en que se abandonaran las políticas de reducción de emisiones de CO₂. En cualquier caso, no se ha considerado esta hipótesis.

La siguiente gráfica muestra la evolución esperada del precio del CO₂ en los tres escenarios descritos:

Figura 2.2.8. Escenarios de precios de CO₂



Nota: el cambio de escenarios se puede producir en hitos como G8P 16 - Dic 2008 México, COP 17 - Dic 2007 Sudáfrica o con el fin del periodo de exigencia del Protocolo de Kioto dic 2012

Fuente: BCG

De acuerdo con las proyecciones realizadas, el precio de los derechos de emisión del CO₂ en el Escenario base se situaría en 25 euros por tonelada en el año 2020.

2.3 DESCRIPCIÓN DEL ESCENARIO DE REFERENCIA

España viene realizando históricamente planificaciones en eficiencia energética y energías renovables, estando vigente en la actualidad la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012 (E4), instrumentada a través de sus Planes de Acción 2005-2007 y 2008-2012, el recientemente aprobado Plan de Acción de Eficiencia Energética de España 2011-2020, y ha finalizado recientemente la vigencia del Plan de Energías Renovables 2005-2010, antecedente inmediato del plan que ahora se presenta.

En sintonía con los requerimientos de la Directiva 2009/28/CE, de Energías Renovables, y con el modelo para la elaboración de planes de acción nacionales de energías renovables, de la Comisión Europea, se han inferido las evoluciones a futuro

del consumo energético considerando dos escenarios: el Escenario de Referencia y el Escenario de Eficiencia Energética Adicional.

El escenario de referencia se corresponde con un escenario que únicamente tiene en cuenta las actuaciones de eficiencia energética llevadas a cabo hasta el año 2010, en el marco de las actuaciones de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética de España (E4) 2004-2012.

2.3.1 Evolución de las variables externas (población, PIB, vivienda, movilidad)

Al margen de las diferencias, ambos escenarios comparten, en su prospectiva a futuro, los principales parámetros socio-económicos —producto interior bruto (PIB) y población—, así como la evolución prevista de los precios internacionales del petróleo y del gas natural, diferenciándose en las de ahorro y eficiencia energética consideradas.

Por lo que se refiere al PIB, tras dos años de recesión, se prevén crecimientos medios anuales cercanos. Así, en cuanto a la evolución del PIB, se prevén crecimientos medios anuales del 1,3% para 2011; 2,3% en 2012; 2,4% en 2013 y del orden del 2,4% para el periodo 2014-2020.

La población por su parte experimentará, en el periodo 2010-2020, crecimientos mucho más suaves que los registrados durante la primera década de este siglo. Así, se infiere que en 2020 vivan en España cerca de 48 millones de habitantes, lo que representa un crecimiento de 1,3 millones de habitantes con respecto a 2010. Este incremento poblacional se produciría de manera ralentizada, no únicamente teniendo en cuenta un descenso de la natalidad en dicho periodo, sino también debido a dos fuerzas que actúan de forma contrapuesta: por un lado el incremento de la esperanza de vida media, y por otro y en contraposición, el progresivo envejecimiento de la estructura de población; que asegurará una tasa de reducción de la población cada año.

En cuanto al tamaño medio de una familia, se prevé que disminuirá paulatinamente, aumentando, en contraposición, el número de hogares y viviendas necesarias para albergar a dichas familias de menor tamaño.

Las previsiones sobre movilidad y sistemas de transporte con la que cuentan ambos escenarios muestran un incremento progresivo del consumo de energía en el sector transporte hasta 2020, que será satisfecho mediante productos petrolíferos, biocarburantes y de electricidad. Esta última estará en gran medida propiciada por la incorporación al parque de vehículos de nuevas unidades con sistemas de propulsión híbridos y eléctricos.

El escenario de referencia asume, como el de eficiencia, las hipótesis socioeconómicas anteriormente detalladas. Sin embargo, el escenario de referencia se distingue por asumir la hipótesis energética de mantener hasta 2010 las medidas previstas por la E4, para, posteriormente, no incorporar actuaciones adicionales de eficiencia energética. Las únicas ganancias de eficiencia en este último periodo se corresponden con las medidas adoptadas por la E4 hasta 2010, que continuarán generando ganancias de eficiencia a lo largo de la vida útil de los equipamientos incorporados.

A continuación se detalla la evolución de varios indicadores energéticos globales y sectorizados, dentro del escenario de referencia.

2.3.2 Evolución 2010-2020 del consumo de energía primaria

En el contexto del escenario de referencia, el consumo de energía primaria alcanzará prácticamente los 166 Mtep, véase la tabla 2.3.1, con un incremento del 25,7% respecto al nivel del 2010. En este escenario, la falta de medidas de eficiencia adicionales conduce a un crecimiento progresivo de la demanda a una tasa media de un 2,3%.

Tabla 2.3.1. Escenario de referencia: consumo de energía primaria

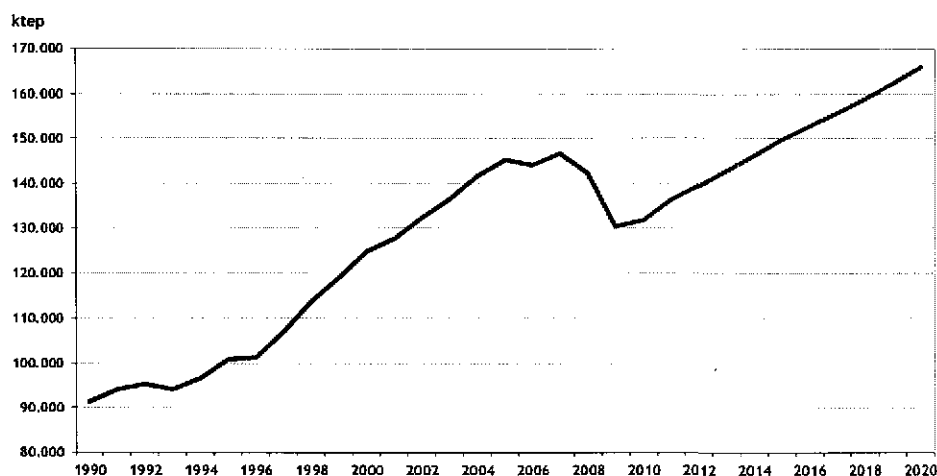
ktep	2005	2010	2015	2020
Carbón	21.183	8.271	10.536	10.046
Petróleo	71.765	62.358	61.046	62.199
Gas natural	29.116	31.003	44.190	52.341
Nuclear	14.995	16.102	14.490	14.490
Energías renovables	8.371	14.910	20.593	27.878
Saldo electr. (Imp.-Exp.)	-116	-717	-966	-1.032
Total energía primaria	145.314	131.927	149.889	165.921

Fuente:
MITyC/IDAE

Nota: En lo que respecta al uso del carbón y su aportación a la generación eléctrica y al suministro de energía primaria consignado en los cuadros de planificación energética, se ha supuesto que será compatible y conforme al marco europeo en la materia.

La evolución al año 2020 de la demanda primaria de energía muestra el efecto coyuntural de la crisis, véase la figura 2.3.1. A partir del 2011 se constata un repunte progresivo en la demanda, algo moderado por el efecto inducido de las medidas de eficiencia implantadas en el marco del Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia, 2008-2012. Con posterioridad al periodo señalado por este plan no se contemplan, como ya se mencionó anteriormente, medidas adicionales de eficiencia dentro de este escenario de referencia.

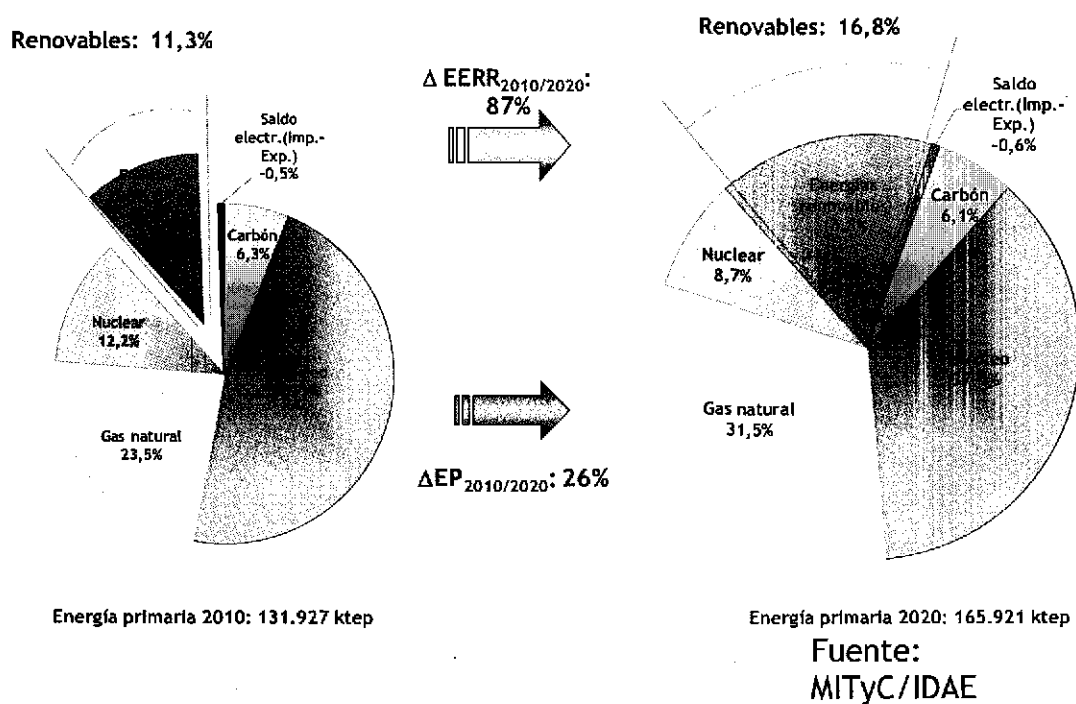
Figura 2.3.1. Escenario de referencia: evolución del consumo de energía primaria



Fuente: MITyC/IDAE

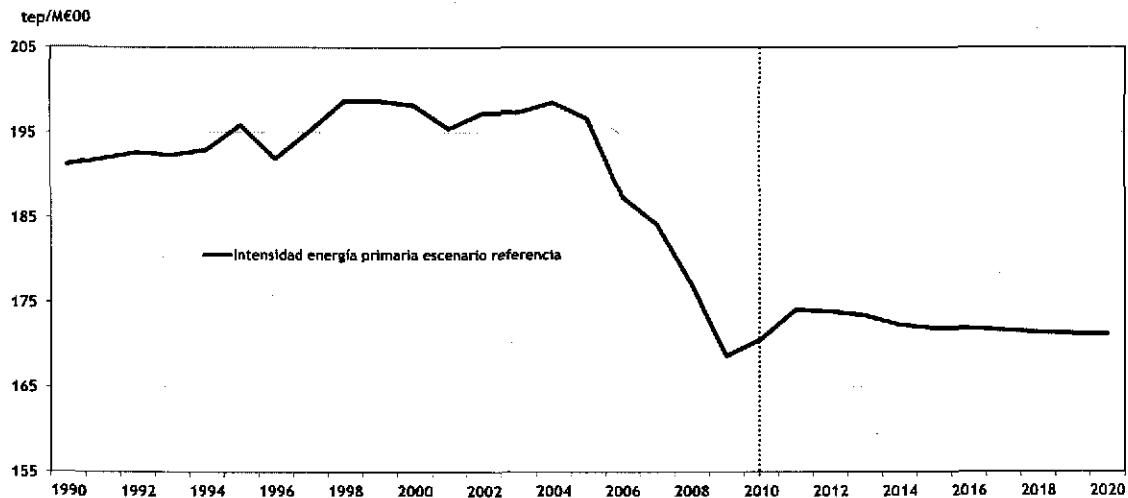
Por fuentes energéticas, destaca la evolución de las energías renovables, cuya demanda llega a incrementarse en un 87% en el horizonte del 2020. A continuación le sigue el gas natural, con un incremento acumulado del 69% en el periodo 2010-2020. Desde un punto de vista estructural, las energías renovables y el gas natural incrementarán su presencia en la cobertura de la demanda energética primaria desplazando, por este orden, al petróleo, la nuclear y el carbón. Esta evolución de la cesta energética primaria es especialmente significativa en el caso de las energías renovables, cuyo porcentaje de contribución a la demanda primaria se incrementará desde un 11,3% en 2010, a prácticamente suponer el 16,8% en 2020, véase la figura 2.3.2.

Figura 2.3.2. Escenario de referencia: evolución de la estructura del consumo de energía primaria



Considerando conjuntamente las evoluciones de los consumos primarios de energía y del Producto Interior Bruto, se producirá un aumento del indicador en los dos primeros años de la década, para finalmente descender ligeramente, mostrando una reducción acumulada de la intensidad energética primaria del 0,8% en el horizonte del 2020, véase la figura 2.3.3.

Figura 2.3.3. Escenario de referencia: evolución de la intensidad de energía primaria



Fuente:
MITyC/IDAE

2.3.3 Evolución 2010-2020 del consumo de energía final en el escenario de referencia

De acuerdo con las hipótesis de partida para la definición de este escenario, la falta de nuevas actuaciones de eficiencia energética a partir del año 2010 estimularía un incremento del consumo de energía final a una tasa media anual de un 2% entre 2010 y 2020, situándose la demanda final de energía en el año 2020 superior a 114 Mtep sin considerar los consumos no energéticos, véase la tabla 2.3.2.

Tabla 2.3.2. Escenario de referencia: consumo de energía final

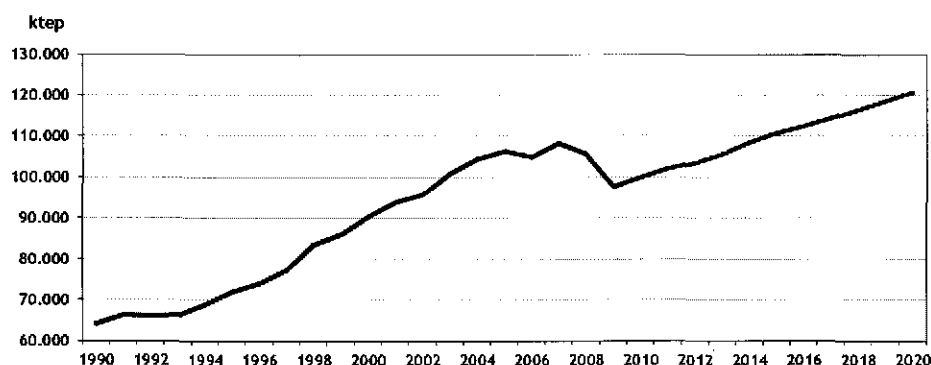
ktep	2005	2010	2015	2020
Carbón	2.424	1.693	2.163	2.134
Prod. petrolíferos	54.376	48.371	48.258	49.369
Gas natural	17.145	16.573	21.152	23.254
Electricidad	20.836	21.410	25.661	30.920
Energías renovables	3.678	5.375	6.675	8.070
Total usos energéticos	98.458	93.423	103.908	113.748
Usos no energéticos	7.842	6.416	6.865	6.865
Prod. petrolíferos	7.362	5.941	6.415	6.415
Gas natural	480	475	450	450
Total usos finales	106.300	99.838	110.773	120.613

Fuente:
MITyC/IDAE

Nota: En lo que respecta al uso del carbón y su aportación a la generación eléctrica y al suministro de energía primaria consignado en los cuadros de planificación energética, se ha supuesto que será compatible y conforme al marco europeo en la materia.

También la demanda de energía final muestra el efecto coyuntural de la crisis, apreciándose, a partir de 2010, un repunte moderado derivado del efecto inducido de las medidas de eficiencia implantadas hasta 2009 en el marco del Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia 2008-2012, véase la figura 2.3.4. La tasa de incremento anual para el consumo de energía final (considerando los usos no energéticos) en esta década es de un 1,91%.

Figura 2.3.4. Escenario de referencia: evolución del consumo de energía final

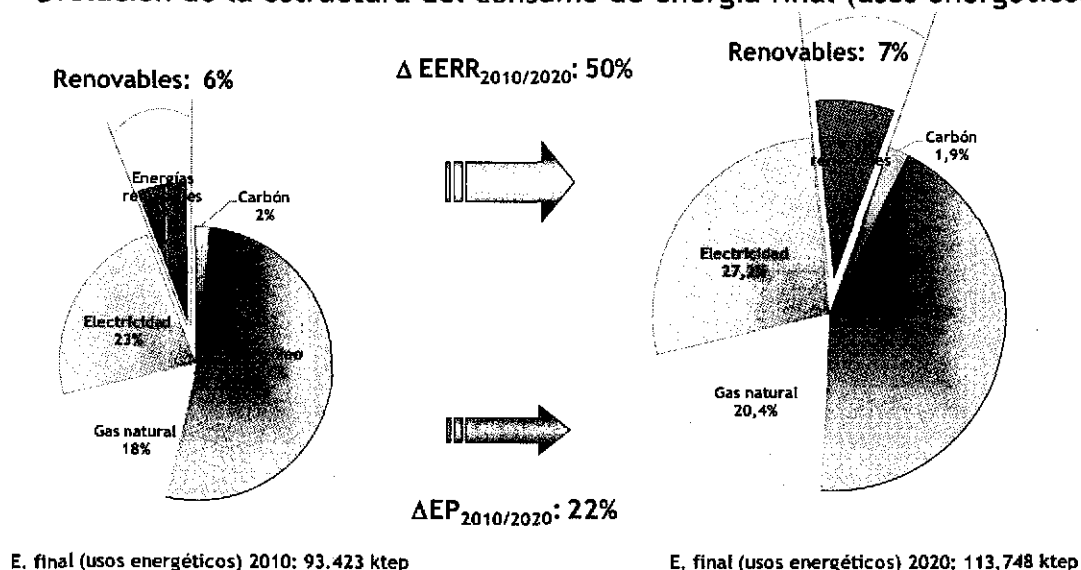


Fuente:
MITyC/IDAE

Por fuentes energéticas, véase la figura 2.3.5, destaca la contribución al crecimiento del consumo de energía final de la demanda asociada a las energías renovables, y la electricidad, que experimentarán incrementos acumulados en el periodo señalado del 50% y 44%, respectivamente. El mayor peso de estas energías en la cobertura de los consumos energéticos finales, junto con el gas natural que estabiliza su contribución, inducirán una menor participación de los consumos petrolíferos en la

demanda de energía final, con una recesión en torno a los 8 puntos porcentuales. El carbón, por su parte, mantendrá prácticamente su presencia, al estar sus consumos asociados exclusivamente a determinados procesos industriales como el siderúrgico.

Figura 2.3.5. Escenario de referencia:
evolución de la estructura del consumo de energía final (usos energéticos)



Fuente: MITyC/IDAE

Por sectores, las tendencias detectadas en los últimos años apenas experimentarán cambios significativos, véase la tabla 2.3.3. El transporte continuará su tendencia alcista en la estructura de consumos, llegando a representar en 2020 el 43% de la demanda. Por su parte, los sectores de industria y usos diversos (residencial, servicios y agricultura) parten en 2010 con una participación muy igualada, del orden del 30%, estabilizando su peso a 2020 el sector de los usos diversos, mientras que el sector industria baja su peso a algo más del 26%.

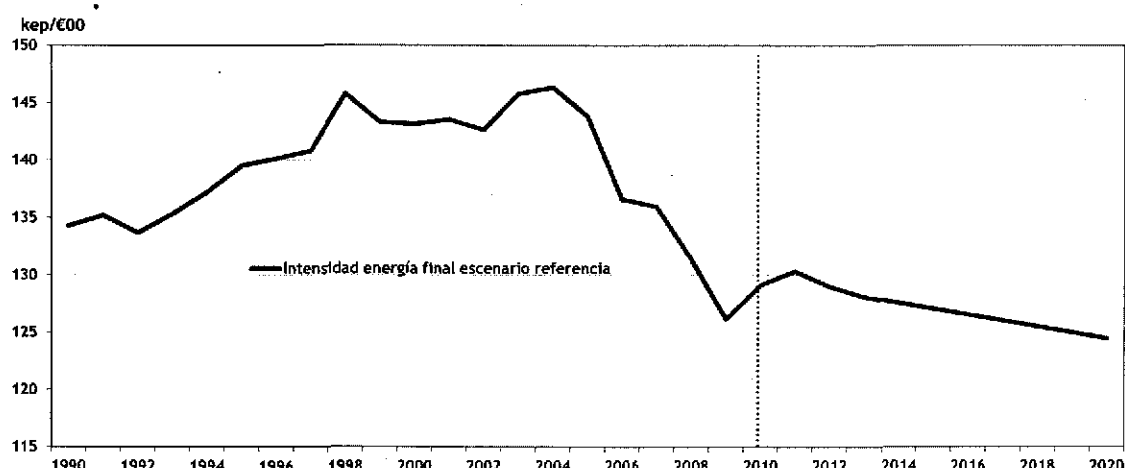
Tabla 2.3.3. Escenario de referencia: sectorización del consumo de energía final

ktep	2005	2010	2015	2020
Industria	30.558	28.208	28.956	30.178
Transporte	37.956	36.743	43.204	48.919
Residencial, servicios y otros	29.945	28.470	31.748	34.651
Total usos energéticos	98.458	93.421	103.908	113.748
Usos no energéticos	7.842	6.416	6.865	6.865
Total usos finales	106.300	99.838	110.773	120.613

Fuente:
MITyC/IDAE

Con respecto a la intensidad de energía final, véase la figura 2.3.6, se espera una mejora acumulada superior a la primaria (3,6%) a lo que contribuirá, sin duda, las actuaciones de ahorro y eficiencia emprendidas dentro del anterior Plan de Acción, 2008-2012 de la E4 que, anualmente, seguirán generando ahorros inducidos a lo largo de la vida útil de las referidas actuaciones.

Figura 2.3.6. Escenario de referencia: evolución de la intensidad de energía final



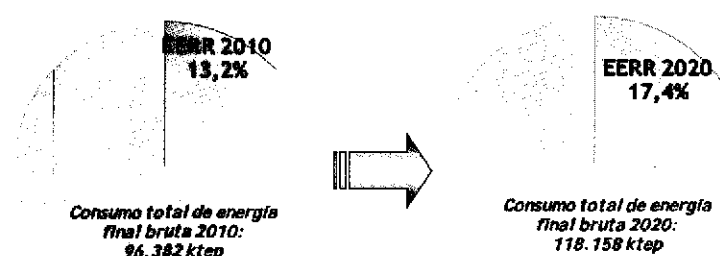
Fuente:
MITyC/IDAE

2.3.4 Previsiones de consumo final bruto de energía

El nuevo indicador designado por la Directiva 2009/28/CE para contabilizar los progresos de las energías renovables en cada Estado miembro, es la aportación de las energías renovables al consumo final bruto de energía. Su metodología de cálculo ha sido definida dentro de la mencionada directiva, donde España ha adquirido un objetivo de un 20%, para el horizonte 2020.

Este nuevo indicador tiene por objetivo reflejar más fielmente la aportación renovable en todos los consumos finales de la energía, incorporando en su cálculo metodologías de normalización y armonización. En el escenario de referencia, este indicador se incrementaría un 32% con respecto al año base 2010, alcanzando en el año 2020, véase la figura 2.3.7, un valor del 17,4%. Valor insuficiente para cumplir con los objetivos de España para ese año.

Figura 2.3.7. Escenario de referencia: evolución energía final bruta 2010-2020



Fuente:
MITyC/IDAE

2.3.5 Evolución 2010-2020 del mix de generación eléctrica

Un análisis del balance eléctrico, véase la tabla 2.3.4, señala a dos fuentes energéticas que, en el horizonte del 2020, se posicionarán de manera destacada en la estructura de la generación eléctrica: las energías renovables y el gas natural, que conjuntamente cubrirán casi tres cuartas partes de toda la demanda eléctrica nacional.

Tabla 2.3.4. Escenario de referencia: balance eléctrico nacional

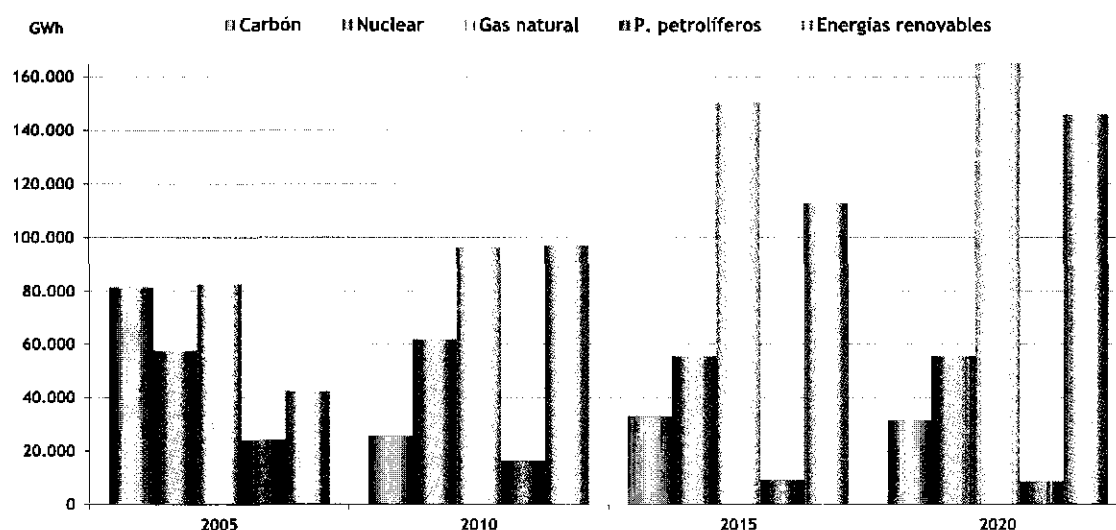
GWh	2005	2010	2015	2020
Carbón	81.458	25.493	33.230	31.579
Nuclear	57.539	61.788	55.600	55.600
Gas natural	82.819	96.216	150.755	191.156
P. petrolíferos	24.261	16.517	9.149	8.624
Energías renovables	42.441	97.121	112.797	146.080
Hidroeléctrica por bombeo	4.452	3.106	6.592	8.457
Producción bruta	292.970	300.241	368.123	441.497
Consumos en generación	11.948	9.956	14.425	17.300
Producción neta	281.022	290.285	353.698	424.197
Consumo en bombeo	6.360	4.437	9.418	12.082
Saldo de intercambios	-1.344	-8.338	-11.231	-12.000
Demanda (bc)	273.319	277.510	333.049	400.115
Consumo sectores transformadores	5.804	4.100	6.150	6.604
Pérdidas transp, distrib	25.965	24.456	28.518	33.977
Demanda final de electricidad	241.550	248.954	298.381	359.534
Incremento respecto año anterior (%)	4,26	2,05	4,33	3,89
% renovables s/prod bruta	14,5	32,3	30,6	33,1

Fuente:
MITyC/IDAE

Nota: En lo que respecta al uso del carbón y su aportación a la generación eléctrica y al suministro de energía primaria consignado en los cuadros de planificación energética, se ha supuesto que será compatible y conforme al marco europeo en la materia.

Por su parte, el carbón y la energía nuclear, véase figura 2.3.8, en el periodo considerado 2010-2020, mantendrán pocas variaciones en su producción eléctrica; el carbón con cierta tendencia a aumentar, y la nuclear con un ligero decremento. Se destaca que, en cuanto a los productos petrolíferos, su aportación disminuirá a una tasa media anual del 6,3%.

Figura 2.3.8. Escenario de referencia: evolución de la producción eléctrica bruta por fuentes energéticas



Fuente:
MITyC/IDAE

El caso de las energías renovables resulta especialmente relevante por su crecimiento medio anual en el periodo de análisis, del orden del 4%, lo que llevará a estos recursos autóctonos en 2020 a satisfacer la demanda eléctrica en un 33%; aún por debajo del gas natural (43%).

Dentro de las tecnologías de energías renovables, se mantendrá el protagonismo de la energía eólica e hidráulica, con más del 70% de toda la producción eléctrica renovable, con un claro predominio de la primera. A ellas se sumarán la tecnología solar termoelectrica, y la fotovoltaica, cuyas aportaciones eléctricas seguirán creciendo a lo largo de los próximos años.

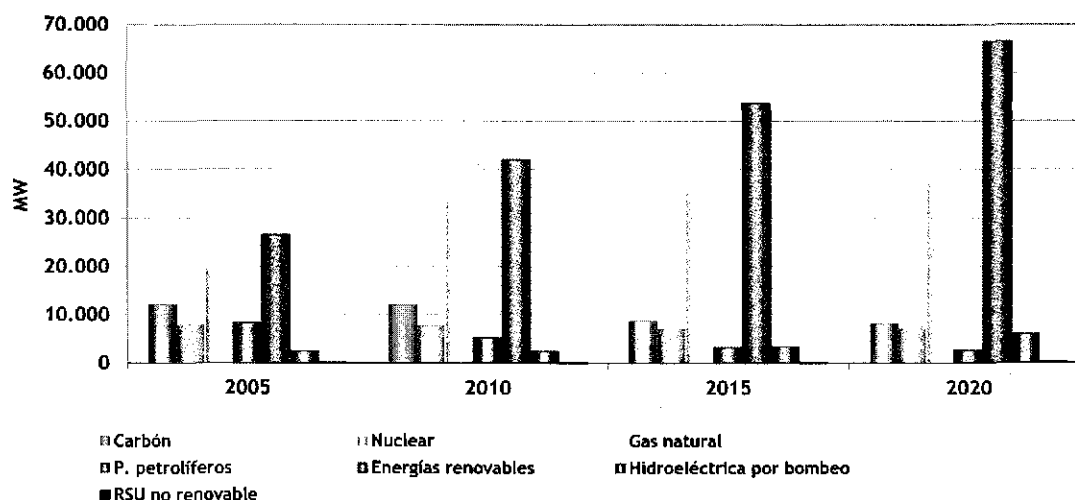
Destaca también la incorporación al mix eléctrico de tecnologías renovables emergentes que hasta ahora han estado ausentes o bien han tenido una representación marginal. Es el caso de nuevas tecnologías como la eólica marina, la geotermia y las energías del mar, que unidas alcanzarán una aportación de 2.365 GWh al final del periodo. De entre éstas, destaca la aportación en 2020 de la eólica marina, con una producción de 1.845 GWh.

Adicionalmente, merece especial mención el esfuerzo a realizar sobre tecnologías como el biogás, la biomasa y los residuos domésticos, de gran potencial energético, que hasta ahora han evolucionado por debajo de su potencialidad. En conjunto, estas fuentes aportarían una producción eléctrica mayor a 12.000 GWh en 2020.

En cuanto a la evolución de la potencia instalada de las distintas fuentes energéticas para el periodo 2010-2020, véase la figura 2.3.9, cabe destacar la previsión de un gran aumento relativo en potencia instalada de energías renovables, un 58% en 2020 con respecto a 2010, alcanzando al final del periodo una potencia total de cerca de 67 GW. Este hecho implica la instalación de más de 24 GW adicionales a los hoy existentes en una clara apuesta por un parque de generación eléctrica más libre de carbono.

Dentro del parque renovable al 2020 destaca el área eólica con 35 GW instalados, el área hidráulica con 16,6 GW, y en tercer lugar la energía fotovoltaica con más de 7 GW, al final del periodo.

Figura 2.3.9. Escenario de referencia: evolución de la potencia instalada por fuentes energéticas



Fuente: MITyC/IDAE

En segundo lugar, aunque protagonizando un crecimiento más moderado, la potencia instalada basada en gas natural aumenta a lo largo de periodo 2010-2020 en torno a un 9% en términos relativos (especialmente la cogeneración). Este incremento de aportación, contrasta con la disminución del parque de generación basado en productos petrolíferos, -48% en términos relativos, seguido del parque basado en carbón y en la energía nuclear.

2.4 DESCRIPCIÓN DEL ESCENARIO DE EFICIENCIA ENERGÉTICA ADICIONAL: EL ESCENARIO DEL PER 2011-2020

2.4.1 Descripción de las medidas adicionales de eficiencia energética

El escenario de eficiencia energética adicional parte del anterior escenario de referencia, y contempla además los nuevos ahorros desde el año 2011 derivados del Plan de Acción de Eficiencia Energética de España 2011-2020, incorporando así un importante paquete de medidas de eficiencia energética al horizonte 2020 que permitirán reducir de la demanda de energía primaria desde los 165 millones de tep del escenario de referencia a una cifra cercana a 142 millones de tep, lo que supone una reducción, en términos relativos, del 14%.

El escenario de eficiencia energética adicional es el escenario al que se asocian los objetivos de este Plan de Energías Renovables 2011-2020.

Recientemente, ha sido aprobada la Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible, que incorpora buena parte de las propuestas de tipo normativo enumeradas en el Plan de Acción 2008-2012, aprobado por el Gobierno español en julio de 2007, dentro de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética 2004-2012; básicamente, dentro del sector industrial, la evaluación específica *ex ante* de impactos energéticos exigida en todos los proyectos industriales. Dentro del sector transporte, lo incorporado en la Ley de Economía Sostenible supone el desarrollo de

legislación básica sobre movilidad urbana. Con lo que se establecerá en ambos textos legales, y lo ya aprobado con anterioridad a 2009 (*Real Decreto 1890/2008, de 14 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de eficiencia energética en instalaciones de alumbrado exterior y sus Instrucciones Técnicas Complementarias EA-01 a EA-07*), se daría cumplimiento a lo establecido en el Plan de Acción 2008-2012 de Ahorro y Eficiencia Energética.

La Ley de Economía Sostenible y el Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética 2011-2020 constituyen medidas normativas y de planificación fundamentales para la consecución de las ganancias de eficiencia referidas en el escenario de eficiencia energética adicional. Dentro de estos textos, es relevante lo relativo a la creación de las condiciones que hagan posible el funcionamiento eficiente de un mercado de servicios energéticos, estimulando la demanda de dichos servicios y potenciando la oferta, dotando a estas empresas de un marco jurídico estable a medio plazo.

Dentro de las medidas consideradas como nuevas en el escenario de eficiencia energética adicional, con posterioridad al año 2010, algunas de ellas constituyen enfoques nuevos o presupuestos nuevos aprobados para la consecución de los objetivos ya enunciados en el Plan de Acción 2008-2012 de Ahorro y Eficiencia Energética para las medidas incluidas en dicho plan.

Independientemente del mayor o menor papel que la fiscalidad juegue en cada uno de los sectores, se considera que la fiscalidad ambiental y, en general, la discriminación fiscal a favor de la mejora de la eficiencia energética y de una mayor penetración de las energías renovables, son elementos fundamentales para contribuir a la reducción del consumo de energía previsto en el escenario de eficiencia y para alcanzar los objetivos de energías renovables planteados en este plan. Por ello, este es uno de los temas importantes que se encuentran en estudio, para su diseño y aplicación de forma coherente con la evolución del marco europeo de armonización fiscal.

El escenario de eficiencia puede, eventualmente, incorporar mecanismos adicionales que aseguren el funcionamiento eficaz del mercado de los servicios energéticos.

Las medidas específicas que se proponen por sectores son adicionales a las incluidas en el Plan de Acción 2008-2012 de Ahorro y Eficiencia Energética, que deben seguir ejecutándose a partir de 2010, y que deben ser dotadas de los recursos necesarios para hacer posible la consecución de sus objetivos, respetando la estabilidad presupuestaria.

En el sector industria, resulta necesario asegurar la viabilidad económica de los proyectos de ahorro y eficiencia energética mediante la instrumentación de programas de ayudas públicas directas con las intensidades de ayuda máxima permitidas por la legislación comunitaria en materia de competencia, gestionados por los organismos competentes de las comunidades autónomas o por el propio IDAE. Como medida adicional, para alcanzar las mejoras previstas en el Escenario de Eficiencia, se precisa la continuidad del programa de ayudas IDAE a proyectos estratégicos de inversión en ahorro y eficiencia energética, autorizado por la Comisión Europea —de acuerdo con las Directrices comunitarias sobre ayudas en favor del medio ambiente— y dirigido a proyectos estratégicos plurirregionales y plurianuales de ahorro y eficiencia energética y a proyectos singulares e innovadores en el sector industrial que supongan la reconversión o el cambio de procesos productivos en la gran industria intensiva en energía.

En el sector transporte, se asume la tendencia a una cierta saturación en los consumos energéticos como consecuencia del impacto de las medidas de calidad del aire en las ciudades y de la presión social, lo que se traduce en una participación relativa de los consumos del sector estabilizada en torno al 40%.

Como medidas complementarias a las ya señaladas en los Planes de Acción de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética 2004-2012 y, especialmente, en el Plan de Acción 2008-2012, se prevé como un elemento fundamental la reorientación de la fiscalidad en el sector con un mayor contenido ambiental.

De manera adicional a las medidas de carácter fiscal, debe potenciarse el etiquetado energético comparativo de turismos y primarse los vehículos con las más altas clases de eficiencia energética en los concursos públicos para la adquisición de vehículos. El etiquetado de vehículos debe potenciarse de manera paralela a la introducción del etiquetado de elementos básicos del automóvil (neumáticos, A/C, iluminación, etc.).

Con carácter obligatorio, y en lo que se refiere al transporte ferroviario, deben incorporarse sistemas de recuperación de la energía de frenada en el transporte metropolitano y en el ferroviario de cercanías.

Siguiendo con la clasificación de las medidas de ahorro y eficiencia energética que ya se estableciera en el Plan de Acción 2008-2012, las actuaciones adicionales propuestas para el sector transporte, en el horizonte del año 2020, son las siguientes:

➤ *Medidas de cambio modal*

Con carácter general a ambos escenarios, en los ámbitos interurbanos y durante el periodo 2010-2020, se comprobarán los ahorros energéticos derivados del aumento de las inversiones en el transporte ferroviario, tanto de viajeros como de mercancías.

Con carácter diferencial, en el escenario de eficiencia energética adicional, la ejecución de las medidas y propuestas contenidas en los *Planes de Movilidad Urbana Sostenible* que se han venido elaborando deberá conducir a un claro traspaso modal hacia modos colectivos (transporte urbano) y modos no motorizados. Del mismo modo, la necesidad de alcanzar los objetivos de calidad del aire en las ciudades fijados por la Directiva 2008/50/CE se traduce en la mayor demanda de vehículos menos contaminantes para el acceso a determinadas áreas urbanas, que podrían restringirse al tráfico de determinados vehículos, con especial incidencia en el consumo asociado al transporte capilar de mercancías en las ciudades.

➤ *Medidas de uso racional de medios de transporte*

La incorporación generalizada de las nuevas tecnologías de la información a las flotas de transporte de personas y mercancías, para la gestión correcta de recorridos y cargas, será apoyada desde las administraciones públicas dentro de los programas de apoyo público que se diseñen, ya sean gestionados por las comunidades autónomas o, directamente, por la Administración General del Estado a través de IDAE. Las tecnologías de la información y comunicación suponen también un potencial de ahorro importante ligadas a la gestión del tráfico rodado para evitar congestiones.

Los planes de ahorro y eficiencia energética que se diseñen, para garantizar la efectiva consecución de los objetivos previstos en el Plan de Acción 2008-2012 de Ahorro y Eficiencia Energética, o que den continuidad al mismo para

garantizar el cumplimiento del objetivo de ahorro y eficiencia energética previsto en el escenario de eficiencia energética adicional, incluirán la formación continua en técnicas de conducción eficiente. No obstante, la aprobación de los textos normativos aludidos, actualmente en tramitación, garantiza que el conocimiento de estas técnicas se exigirá como competencia básica para la obtención del permiso de conducir de los nuevos conductores.

➤ *Medidas de renovación de flotas*

La diferencia principal entre el escenario de referencia y el de eficiencia viene dada por una mayor apuesta, en este último, de la electrificación del transporte por carretera, lo que permitirá reducir en 2020 el objetivo fijado por el Reglamento 443/2009, de 95 gCO₂/km.

La incorporación en el periodo 2010-2020 de nuevos vehículos eléctricos e híbridos conectables hasta alcanzar en 2020 el 10% del parque supondrá disponer de una flota de estos vehículos de 2,5 millones de unidades en esta fecha. Considerando que un vehículo actual recorre 15.000 kilómetros anuales, con un consumo en ciclo urbano de 8 litros/100 km, el consumo energético anual puede estimarse en torno a 1,2 tep/año/vehículo. De acuerdo con lo anterior, los ahorros energéticos deberían seguir los siguientes patrones: los híbridos convencionales podrían ahorrar un 20-25% de esta cifra, mientras que los híbridos conectables se situarían en el 35-40%, estimándose el ahorro asociado a los vehículos eléctricos puros en el entorno del 50-55%.

De manera adicional, para los vehículos ahora excluidos del Reglamento 443/2009 (furgonetas y similares), se prevén disposiciones normativas análogas para conseguir ahorros energéticos coherentes con los previstos reglamentariamente para los vehículos ligeros en el horizonte del año 2020.

En el sector **edificación**, las medidas adicionales propuestas a partir de 2009 se agrupan de la forma en que ya lo hicieran en el propio Plan de Acción 2008-2012: las dirigidas al parque de edificios existentes y las dirigidas a los nuevos edificios, entendiendo como edificios, no sólo la envolvente térmica, sino también las instalaciones consumidoras de energía (calefacción, refrigeración, iluminación, etc.) y el equipamiento consumidor de energía (electrodomésticos, por ejemplo).

➤ *Medidas propuestas para el parque de edificios existente*

El parque de edificios existentes tiene un importante potencial de ahorro de energía de difícil realización. El propio Plan de Acción 2008-2012 señalaba la dificultad de abordar medidas de rehabilitación energética que afectarán a un parque edificatorio significativo. Hasta 2009, la rehabilitación anual estaba afectando a un 0,2% del parque, habiéndose fijado como objetivo el 3,3%. La crisis del sector inmobiliario hace más difícil la consecución de estos objetivos, aunque el estancamiento de la construcción de obra nueva puede suponer una oportunidad para concentrar los esfuerzos en la rehabilitación energética del parque edificatorio existente, lo que tendrá indudables consecuencias positivas sobre la creación de empleo.

La rehabilitación energética de los edificios contemplada en el escenario de eficiencia energética adicional gira en torno a 4 medidas principales, donde se concentran los mayores potenciales de ahorro:

- Rehabilitación energética de la envolvente térmica de los edificios existentes;
- Mejora de la eficiencia energética de las instalaciones térmicas existentes (calefacción, climatización y producción de agua caliente sanitaria);
- Mejora de la eficiencia energética de las instalaciones de iluminación interior en los edificios existentes;
- Renovación del parque de electrodomésticos.

Las medidas anteriores se instrumentarán mediante la aprobación de Planes *Renove*, entendiendo que esta fórmula, exitosa hasta 2009 para la renovación de electrodomésticos ineficientes, resulta la más indicada para canalizar las ayudas públicas hacia los consumidores domésticos, y permite la participación activa de los comercializadores y distribuidores de equipos en la gestión de los programas públicos de apoyo a la adquisición de equipos eficientes. De esta forma, a partir de 2009, se continuará con los Planes *Renove* ya existentes (dotándoles de presupuesto nuevo) y se pondrán en marcha otros: Planes *Renove* de cubiertas, Planes *Renove* de fachadas, Planes *Renove* de ventanas, Planes *Renove* de calderas, Planes *Renove* de sistemas de aire acondicionado, Planes *Renove* de electrodomésticos, etc.

De manera adicional, la consecución de los objetivos de ahorro fijados en el escenario de eficiencia energética adicional exige la potenciación de planes de rehabilitación públicos o privados en cascos urbanos. Dado que una parte del parque edificatorio está sujeta, anualmente, a algún tipo de reforma (limpieza de fachadas, reparación de cubiertas, sustitución de carpinterías, etc.) por razones de seguridad, mejora de la habitabilidad o, simplemente, estéticas, la rehabilitación energética debiera verse integrada en estas actuaciones de acondicionamiento para garantizar la viabilidad económica de la misma.

La aprobación de la mencionada Ley de Economía Sostenible y del Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética 2011-2020, considerados en el escenario de eficiencia energética adicional, aumentarán el nivel de exigencia sobre el procedimiento de certificación energética de edificios, de forma que aquellos edificios que no alcancen una calificación energética por encima de un valor determinado tengan que realizar reformas para cumplir con unos requisitos mínimos de eficiencia energética. La legislación vigente incorporará, en ese escenario, requisitos mínimos de eficiencia energética para edificios existentes más exigentes que los actuales.

La realización de inversiones en ahorro y eficiencia energética en el sector de la edificación, especialmente, no residencial; se verá facilitada por el impulso que se dará al mercado de servicios energéticos y por el marco de apoyo previsto para los ahorros derivados de proyectos de inversión en ahorro y eficiencia energética. No obstante, el sector público debe ejercer el papel ejemplarizante que le corresponde estimulando la demanda de servicios energéticos y, por tanto, contribuyendo, con la contratación de servicios energéticos en sus propios edificios, al cambio en el modelo de contratación para la ejecución de inversiones en ahorro y eficiencia energética.

➤ *Medidas propuestas para el nuevo parque de edificios*

Las actuaciones en el parque edificatorio nuevo, pese al repunte de la actividad económica que se incorpora en ambos escenarios, se prevén de

menor alcance que las propuestas para el parque edificatorio existente: la nueva Directiva de Eficiencia Energética en los Edificios prevé la obligación de que los edificios nuevos, en el año 2020, sean de bajo consumo de energía (clase A, por ejemplo) y los edificios públicos, en el año 2018; en el marco de esta Directiva, también están previstos objetivos intermedios más exigentes en el año 2015, aunque el impacto de la transposición de esta Directiva al ordenamiento jurídico español no se traducirá en ahorros cuantificados significativos, por el descenso en la construcción de obra nueva previsto, dentro del horizonte temporal de este Plan de Acción Nacional de Energías Renovables.

En el sector de los **servicios públicos**, se prevé, en el escenario de eficiencia energética adicional, la obligatoriedad de extender los requisitos mínimos de eficiencia energética fijados para las instalaciones nuevas en el *Reglamento de eficiencia energética en instalaciones de alumbrado exterior* (aprobado en diciembre de 2009), a las instalaciones ya existentes.

En el sector **agricultura y pesca**, se prevé la continuidad de las medidas ya enunciadas en el Plan de Acción 2008-2012, potenciadas gracias a la aprobación de los presupuestos públicos anuales que hagan posible la ejecución de dicho Plan y su proyección después de 2012. El Plan de Acción 2008-2012, aun habiéndose aprobado en 2007, necesita de la aprobación de los presupuestos suficientes en cada ejercicio y, por tanto, a partir de 2009, para hacer posibles los ahorros incorporados en el *escenario de eficiencia energética adicional*. Estas medidas pasan por la realización de campañas de comunicación sobre técnicas de uso eficiente de la energía en la agricultura, la incorporación de criterios de eficiencia energética en los planes de modernización de la flota de tractores agrícolas, la migración de los sistemas de riego por aspersión a sistemas de riego localizado, la introducción de técnicas de mínimo laboreo y la mejora de la eficiencia energética en comunidades de regantes y en el sector pesquero.

En el sector **transformación de la energía**, las medidas consideradas en el horizonte del Plan de Energías Renovables 2011-2020 consisten en la continuación e intensificación de las medidas ya incorporadas en el Plan de Acción 2008-2012 de Ahorro y Eficiencia Energética, conducentes al desarrollo del potencial de cogeneración de alta eficiencia y a la mejora de la eficiencia energética de las cogeneraciones existentes con más de 16 años de antigüedad.

2.4.2 Evolución 2010-2020 del consumo de energía primaria

Las proyecciones de consumo en términos de energía primaria en el escenario de eficiencia energética adicional, véase tabla 2.4.1, apuntan al mantenimiento del petróleo como primera fuente en la demanda nacional, cuya participación, no obstante, experimenta una importante reducción. No se consideran cambios significativos en lo relativo a la energía nuclear, que seguirá presente en el panorama energético y cubrirá en torno a un 10% de la demanda energética a lo largo del periodo considerado.

Tabla 2.4.1. Escenario de eficiencia energética adicional:
consumo de energía primaria

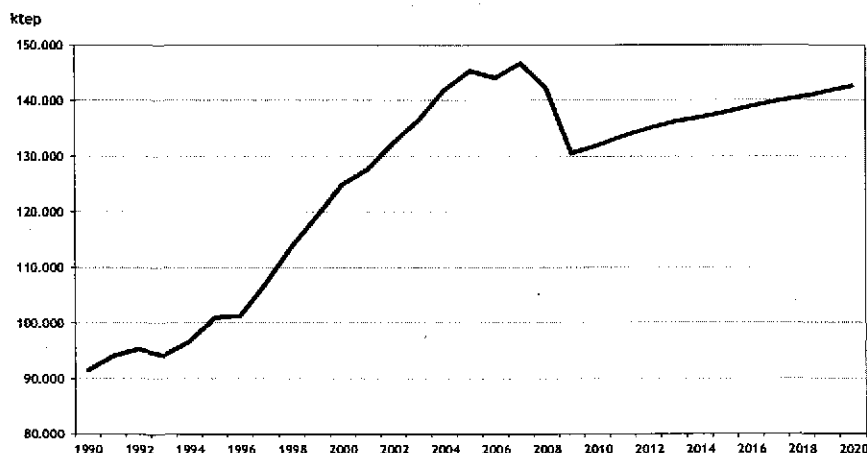
ktep	2005	2010	2015	2020
Carbón	21.183	8.271	10.548	10.058
Petróleo	71.765	62.358	56.606	51.980
Gas natural	29.116	31.003	36.660	39.237
Nuclear	14.995	16.102	14.490	14.490
Energías renovables	8.371	14.910	20.593	27.878
Saldo electr. (Imp.-Exp.)	-116	-717	-966	-1.032
Total energía primaria	145.314	131.927	137.930	142.611

Fuente:
MITyC/IDAE

Nota: En lo que respecta al uso del carbón y su aportación a la generación eléctrica y al suministro de energía primaria consignado en los cuadros de planificación energética, se ha supuesto que será compatible y conforme al marco europeo en la materia.

En la evolución histórica desde 1990 y en las previsiones del consumo de energía primaria, véase la figura 2.4.1, puede observarse la reducción del consumo asociada al escenario de eficiencia energética adicional, derivado de las actuaciones de eficiencia energética que se impulsarán en el periodo de vigencia del nuevo PER. El ahorro previsible en el año 2020 derivado de las medidas de eficiencia energética supera ligeramente los 23 Mtep.

Figura 2.4.1. Escenario de eficiencia energética adicional: consumo de energía primaria



Fuente:
MITyC/IDAE

No obstante, la exigencia de los imperativos energéticos y medioambientales que condicionan nuestra política energética, unida a la necesidad de dar solución a la elevada dependencia, junto a las previsibles inversiones en infraestructuras energéticas de interconexión con los mercados europeos, a través de Francia, hacen prever que siga ganando importancia en la cesta energética el gas natural y las energías renovables. Estas energías irán ganando cuota progresivamente en la cobertura de la demanda primaria de energía, fundamentalmente en detrimento del petróleo, cubriendo conjuntamente cerca del 50% de la demanda de energía primaria

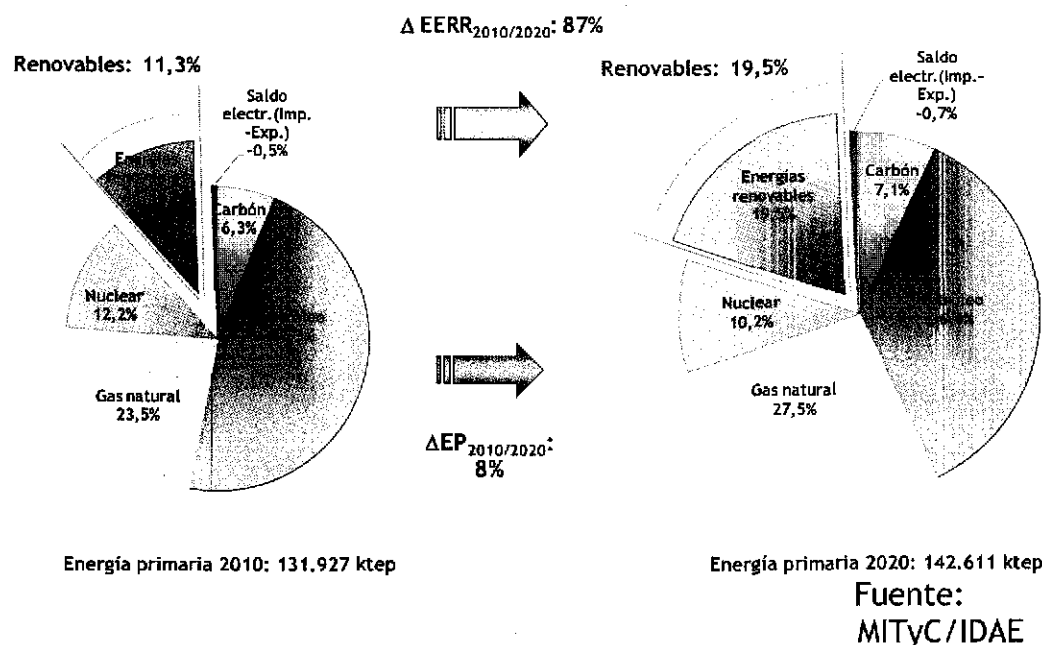
en el horizonte del 2020, por encima de la aportación del petróleo, que en 2020 se estima que representará el 36,4% del consumo primario de energía.

Esta situación conducirá a una evolución notable de estas dos fuentes, especialmente en el caso de las energías renovables. Ello se sintetiza en un crecimiento medio anual respectivo del 2,38% y 6,46% en el consumo del gas natural y de las energías renovables, a contar desde el 2010. El crecimiento de la demanda de gas, a pesar de que algunas tecnologías convencionales, como los ciclos combinados, se mantienen constantes en el sistema peninsular durante toda la década, es debido al incremento de la tecnología de cogeneración y al aumento del consumo de la generación eléctrica con gas natural, especialmente en los sistemas eléctricos extrapeninsulares.

En el caso de las energías renovables, esto significa aumentar su participación en cuanto a cobertura a la demanda total, situándose ésta en 2020 en el 19,5%. Esto se verá favorecido por la aplicación de medidas y políticas rigurosas de ahorro y eficiencia energética, que incidirán en una moderación de la demanda energética nacional, posibilitando una mayor cobertura de la demanda por parte de los recursos renovables.

En resumen, el suministro de energía primaria evoluciona en general hacia una mayor diversificación en 2020, con una presencia más equilibrada de casi todas las fuentes, véase la figura 2.4.2. En términos de consumo primario de energías renovables, esto supone un incremento relativo 2010-2020 de 87%.

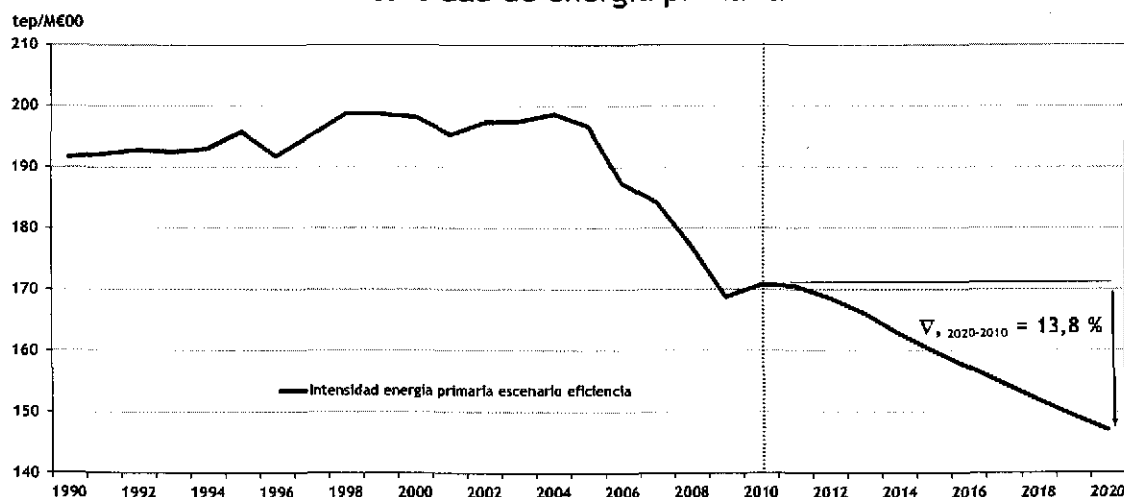
Figura 2.4.2. Escenario de eficiencia energética adicional: consumo de energía primaria 2010-2020:



Como resultado de la intensificación de las medidas de eficiencia energética se espera una moderación en la demanda de energía primaria, con crecimientos inferiores a una tasa media anual menor de 1%. Lo anterior se evidencia igualmente a través de la evolución del consumo energético per cápita, indicador que se mantendrá prácticamente estabilizado.

Esta situación, unida a la esperada evolución del *Producto Interior Bruto*, conducirá a una reducción acumulada de la intensidad energética primaria del 13,8% en el horizonte del 2020, equivalente a una mejora media anual del 1,47%; véase la figura 2.4.3. Con ello se da continuidad a la mejora de la eficiencia ya iniciada a partir del año 2004.

Figura 2.4.3. Escenario de eficiencia energética adicional: evolución de la intensidad de energía primaria



Fuente: MITyC/IDAE

2.4.3 Evolución 2010-2020 del consumo de energía final

En términos de energía final, el patrón de evolución es similar al de energía primaria. El petróleo, con una posición dominante, irá perdiendo protagonismo a favor de las energías renovables y la electricidad, cuyas demandas experimentarán un notable crecimiento, véase la tabla 2.4.2, especialmente la demanda térmica de las energías renovables, que se incrementará a un ritmo medio anual del 4,1% (tomando como referencia el año 2010) lo que llevará en 2020 a posicionarse en una demanda del 8,5%. Por su parte, la demanda del carbón se mantendrá estabilizada en torno al 2%.

Tabla 2.4.2. Escenario de eficiencia energética adicional: consumo de energía final

ktep	2005	2010	2015	2020
Carbón	2.424	1.693	2.175	2.146
Prod. petrolíferos	54.376	48.371	43.882	39.253
Gas natural	17.145	16.573	17.960	18.800
Electricidad	20.836	21.410	23.717	27.085
Energías Renovables	3.678	5.375	6.675	8.070
Total usos energéticos	98.458	93.423	94.408	95.355
Usos no energéticos	7.842	6.416	6.865	6.865
Prod. petrolíferos	7.362	5.941	6.415	6.415
Gas natural	480	475	450	450
Total usos finales	106.300	99.838	101.273	102.220

Fuente: MITyC/IDAE

Nota: En lo que respecta al uso del carbón y su aportación a la generación eléctrica y al suministro de energía primaria consignado en los cuadros de planificación energética, se ha supuesto que será compatible y conforme al marco europeo en la materia.

A lo largo de todo el periodo considerado, apenas se esperan cambios en la estructura sectorial de la demanda de energía final, véase la tabla 2.4.3, la cual seguirá dominada mayoritariamente por el sector transporte, responsable del 40%. Por su parte, la representatividad del sector industria en 2020 se ve ligeramente disminuida a causa del incremento paulatino de la demanda energética final por parte del sector residencial y servicios (suponiendo el 32% de la energía final demandada en 2020).

Tabla 2.4.3. Escenario de eficiencia energética adicional: sectorización del consumo de energía final

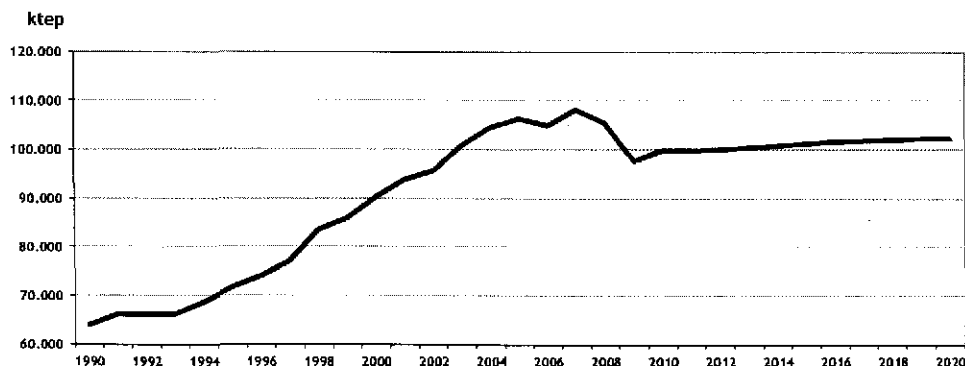
ktep	2005	2010	2015	2020
Industria	30.994	28.209	26.213	25.777
Transporte	38.100	36.744	38.429	38.752
Residencial, servicios y otros	29.365	28.470	29.766	30.827
Total usos energéticos	98.459	93.423	94.408	95.355
Usos no energéticos	7.842	6.416	6.865	6.865
Total usos finales	106.301	99.838	101.273	102.220

Fuente: MITyC/IDAE

No obstante, si bien es cierto que el reparto de la estructura sectorial se mantiene a grandes rasgos, sí que se experimentará un cambio en el mix energético final, siendo las renovables y la electricidad las que continuarán creciendo en peso en los usos finales, sobre todo a largo plazo. Un ejemplo es la renovación del sector transporte, el cual presenta una tendencia creciente de sustitución de combustibles fósiles por otros vectores energéticos como las renovables (biocarburantes) y la electricidad (penetración progresiva del vehículo eléctrico). Los usos de calefacción y refrigeración en edificios protagonizarán también un viraje hacia las energías renovables y la electricidad cada vez mayor. En la industria, a corto y medio plazo se incrementará el peso de la electricidad, y ya en un horizonte más lejano, concretamente para este sector se contemplarán sistemas de captura y secuestro de carbono, aplicable a fuentes estacionarias y con un volumen importante de emisiones (refinerías e instalaciones cementeras y siderúrgicas).

En cuanto a la evolución en sí del consumo de energía final, véase la figura 2.4.4, se observa al igual que en su curva homóloga de energía primaria, la reducción del consumo asociado al escenario de eficiencia energética adicional. De igual forma que en energía primaria, esta evolución supone la continuidad de una inercia tendencial, a partir de unos valores que ya han experimentado una fuerte reducción en los últimos años, uniéndose esto a los efectos derivados de las futuras medidas de eficiencia energética adicionales que provocarán en 2020 un consumo menor respecto al de escenario de referencia de 18 millones de tep.

Figura 2.4.4. Escenario de eficiencia energética adicional: consumo de energía final

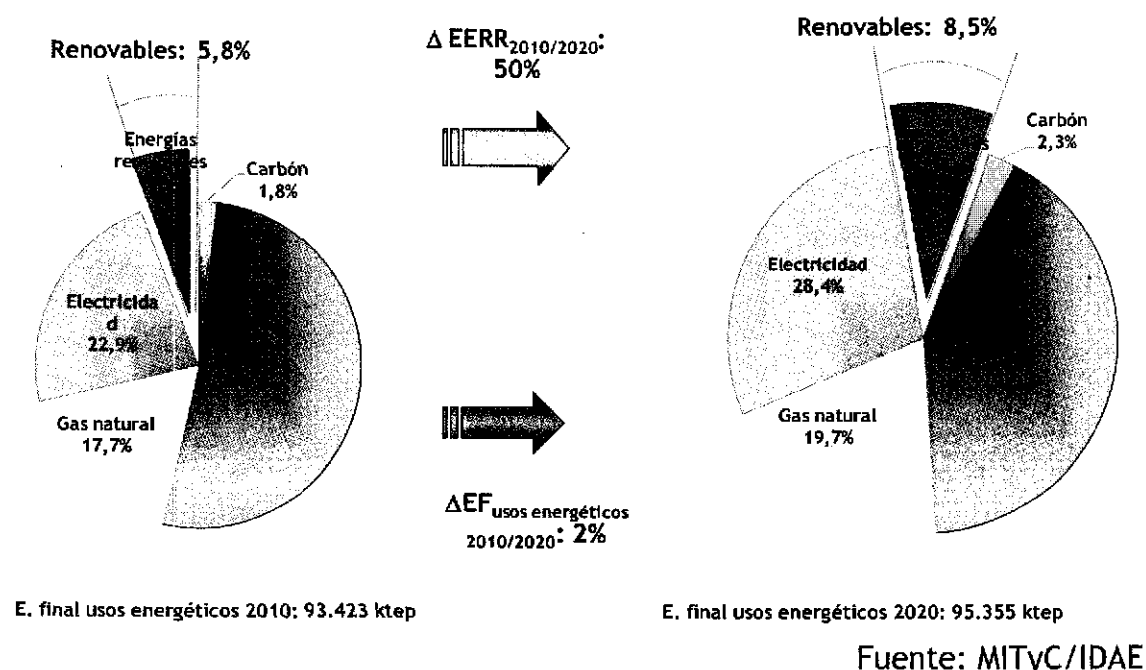


Fuente: MITyC/IDAE

Dentro de este consumo final, es necesario visualizar el esfuerzo cuantitativo que la aportación de las energías renovables ha de experimentar desde el año base 2010 a un horizonte objetivo 2020. Se evidencia, véase la figura 2.4.5, un incremento superior al 50% con respecto al año base, lo que supondría alcanzar un 8,5% de cobertura de energías renovables en términos de energía final.

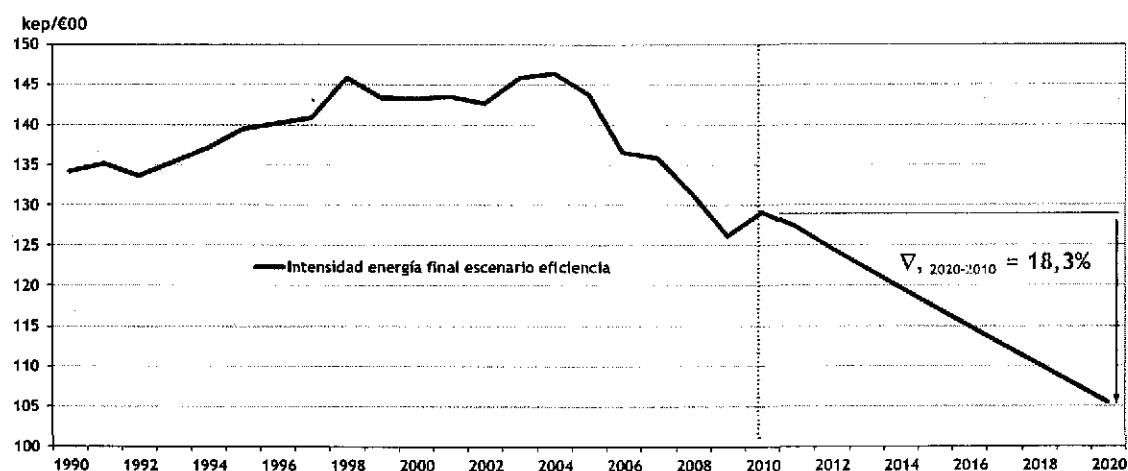
Por último, cabe resaltar la trayectoria del indicador de intensidad de energía final. Como resultado de la intensificación de las medidas de eficiencia energética, la demanda de energía final presentará un crecimiento moderado inferior a una tasa media anual del 1%. Asimismo, la evolución del consumo energético per cápita se mantendrá prácticamente estabilizado en términos de energía final, al igual que en la energía primaria.

Figura 2.4.5. Escenario de eficiencia energética adicional: consumo de energía final 2010-2020



La esperada evolución del *Producto Interior Bruto*, conducirá a su vez a una reducción acumulada de la intensidad energética final del orden del 18,3%, mayor que la reducción que experimentará por el indicador de intensidad primaria. Igualmente, en términos acumulados entre 2010 y 2020, esto corresponde a una mejora media anual del 2%, (véase la figura 2.4.6).

Figura 2.4.6. Escenario de eficiencia energética adicional: evolución de la intensidad de energía final



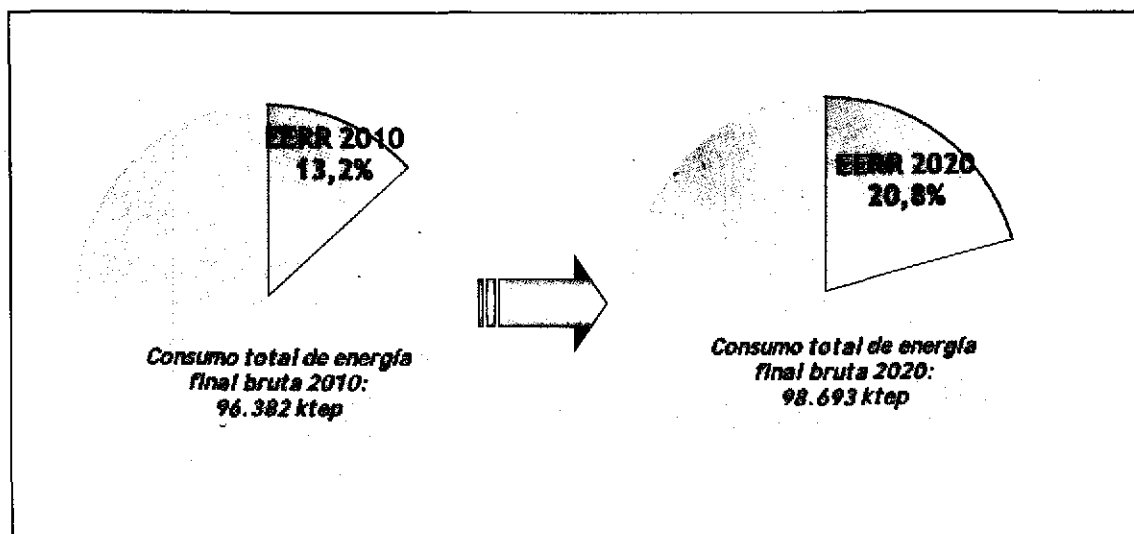
Fuente: MITyC/IDAE

En la nueva situación, la mejora de la intensidad de energía final, por encima de la primaria, pone de relieve el esfuerzo de las políticas energéticas orientadas a la mejora de la eficiencia en todos los sectores de uso final, donde habrá mayor margen de mejora de eficiencia en el horizonte 2010-2020.

2.4.4 Previsiones de consumo final bruto de energía en España 2010-2020

Al igual que en el escenario de referencia, el parámetro que evaluará los progresos de aportación de energías renovables al 2020 será el *consumo final bruto de energía*. El esfuerzo cuantitativo que supone este escenario para alcanzar los objetivos propuestos en dicho horizonte pasa por incrementar la cobertura de este indicador en 7,6 puntos porcentuales, desde un 13,2% en el año base 2010, hasta alcanzar un 20,8% en el año objetivo, véase la figura 2.4.7.

Figura 2.4.7. Escenario de eficiencia energética adicional: cobertura EERR sobre consumo de energía final bruta 2010-2020



Fuente: MITyC/IDAE

De forma más detallada las previsiones del consumo final bruto de energía en España durante el periodo 2010-2020 se presentan en el cuadro 1, comparando el escenario de referencia y el escenario de eficiencia energética adicional, de acuerdo con la metodología de la Directiva 2009/28/CE.

Téngase en cuenta que los valores recogidos bajo los epígrafes “Calefacción y refrigeración”, “Electricidad”, “Transporte conforme al art. 3.4a)” y “Consumo final bruto de energía” han sido calculados de acuerdo con dicha directiva y su adición no tiene por qué coincidir con el consumo final bruto de energía, al incluir este último concepto más parámetros que los anteriormente comentados.

Cuadro 1: Previsiones de consumo final bruto de energía de España en calefacción y refrigeración, electricidad y transporte hasta 2020, teniendo en cuenta los efectos de la eficiencia energética y de las medidas de ahorro energético (6) 2010-2020 (ktep) (A)

	2005	2010		2011		2012		2013		2014	
	Año de referencia	Hipótesis de referencia	Eficiencia energética adicional	Hipótesis de referencia	Eficiencia energética adicional	Hipótesis de referencia	Eficiencia energética adicional	Hipótesis de referencia	Eficiencia energética adicional	Hipótesis de referencia	Eficiencia energética adicional
1. Calefacción y refrigeración (1)	39.982	35.780	35.758	36.424	35.439	35.794	34.608	35.762	34.092	35.784	33.558
2. Electricidad (2)	25.080	25.104	25.104	26.085	25.361	26.973	26.082	28.218	26.857	29.480	27.473
3. Transporte conforme al art. 3.4.a) (3)	32.431	30.919	30.872	32.112	30.946	33.239	31.373	34.109	31.433	35.565	31.714
4. Consumo final bruto de energía (4)	101.719	96.382	96.382	98.886	96.381	100.373	96.413	102.302	96.573	105.050	96.955

Solo es necesario el siguiente cálculo si se prevé que el consumo final de energía para la aviación supere el 6,18 % (4,12 % para Malta y Chipre):

Consumo final en el sector de la aviación											
Reducción para límite del sector de la aviación (5), artículo 5, apartado 6											
Consumo total después de reducción para límite en el sector de la aviación											

(A) ACLARACIÓN: El valor de cada año de la línea 4 "Consumo final bruto de energía" NO tiene que coincidir con la suma de las tres líneas precedentes (consumo de "Calefacción y refrigeración", "Electricidad" y Transporte conforme al art. 3.4a)") de ese mismo año.

(1) Es el consumo final de energía de todos los productos energéticos a excepción de la electricidad para fines distintos del transporte, más el consumo de calor para uso propio en las centrales eléctricas y térmicas y las pérdidas de calor en las redes [puntos 2 "Uso propio de la central" y 11 "Pérdidas de transporte y distribución" en las páginas 23 y 24 del Reglamento relativo a las estadísticas sobre energía del Reglamento (CE) n° 1099/2008, p.23-24].

(2) El consumo de electricidad bruto es la producción nacional bruta de electricidad, incluida la autoproducción, más las importaciones, menos las exportaciones

(3) El consumo en el sector del transporte se define en el artículo 3, apartado 4, letra a), de la Directiva 2009/28/CE. Para obtener dicha cifra, la electricidad renovable en el transporte por carretera deberá multiplicarse por un factor de 2,5, tal como se indica en el artículo 3, apartado 4, letra c), de la Directiva 2009/28/CE

(4) Definido en el artículo 2, letra f), de la Directiva 2009/28/CE. En él se incluye el consumo final de energía más las pérdidas de la red y el autoconsumo de calefacción y electricidad en las centrales eléctricas y térmicas. (N.B.: No incluye el consumo de electricidad para acumulación de agua por bombeo o para transformación en calderas eléctricas o bombas de calor en centrales de calefacción urbana).

(5) En virtud del artículo 5, apartado 6, la cantidad de energía consumida en la aviación se considerará que no supera el 6,18 % (media de la Comunidad), para Chipre y Malta el 4,12 % del consumo final bruto de energía.

(6) Estas estimaciones relativas a la eficiencia energética y al ahorro energético han de ser coherentes con otras estimaciones de este tipo que los Estados miembros notifiquen a la Comisión, principalmente en los planes de acción con arreglo de la Directiva de los servicios energéticos y a la Directiva de la eficiencia energética de los edificios. Si se utilizan diferentes unidades en dichos planes de acción, deberán indicarse los factores de conversión aplicados

Cuadro 1: Previsiones de consumo final bruto de energía de España en calefacción y refrigeración, electricidad y transporte hasta 2020, teniendo en cuenta los efectos de la eficiencia energética y de las medidas de ahorro energético (6) 2010-2020 (ktep) (A)

	2015		2016		2017		2018		2019		2020	
	Hipótesis de referencia	Eficiencia energética adicional	Hipótesis de referencia	Eficiencia energética adicional	Hipótesis de referencia	Eficiencia energética adicional	Hipótesis de referencia	Eficiencia energética adicional	Hipótesis de referencia	Eficiencia energética adicional	Hipótesis de referencia	Eficiencia energética adicional
1. Calefacción y refrigeración (1)	35.771	32.976	35.598	32.520	35.396	32.047	35.211	31.645	35.009	31.300	34.795	30.929
2. Electricidad (2)	30.693	28.103	32.015	29.004	33.155	29.690	34.361	30.415	35.625	31.181	36.937	31.961
3. Transporte conforme al art. 3.4.a) (3)	36.874	32.208	37.816	32.397	38.833	32.476	39.909	32.468	41.020	32.357	42.159	32.301
4. Consumo final bruto de energía (4)	107.601	97.486	109.498	97.843	111.494	98.087	113.629	98.321	115.862	98.538	118.158	98.693

Solo es necesario el siguiente cálculo si se prevé que el consumo final de energía para la aviación supere el 6,18 % (4,12 % para Malta y Chipre):

Consumo final en el sector de la aviación						6.120		6.200		6.300		6.349
Reducción para límite del sector de la aviación (5), artículo 5, apartado 6						58		124		210		250
Consumo total después de reducción para límite en el sector de la aviación						98.028		98.198		98.328		98.443

(A) ACLARACIÓN: El valor de cada año de la línea 4 "Consumo final bruto de energía" NO tiene porqué coincidir con la suma de las tres líneas precedentes (consumo de "Calefacción y refrigeración", "Electricidad" y Transporte conforme al art. 3.4a)) de ese mismo año.

(1) Es el consumo final de energía de todos los productos energéticos a excepción de la electricidad para fines distintos del transporte, más el consumo de calor para uso propio en las centrales eléctricas y térmicas y las pérdidas de calor en las redes [puntos 2 "Uso propio de la central" y 11 "Pérdidas de transporte y distribución" en las páginas 23 y 24 del Reglamento relativo a las estadísticas sobre energía del Reglamento (CE) nº 1099/2008, p.23-24].

(2) El consumo de electricidad bruto es la producción nacional bruta de electricidad, incluida la autoproducción, más las importaciones, menos las exportaciones

(3) El consumo en el sector del transporte se define en el artículo 3, apartado 4, letra a), de la Directiva 2009/28/CE. Para obtener dicha cifra, la electricidad renovable en el transporte por carretera deberá multiplicarse por un factor de 2,5, tal como se indica en el artículo 3, apartado 4, letra c), de la Directiva 2009/28/CE

(4) Definido en el artículo 2, letra f), de la Directiva 2009/28/CE. En él se incluye el consumo final de energía más las pérdidas de la red y el autoconsumo de calefacción y electricidad en las centrales eléctricas y térmicas. (N.B.: No incluye el consumo de electricidad para acumulación de agua por bombeo o para transformación en calderas eléctricas o bombas de calor en centrales de calefacción urbana).

(5) En virtud del artículo 5, apartado 6, la cantidad de energía consumida en la aviación se considerará que no supera el 6,18 % (media de la Comunidad), para Chipre y Malta el 4,12 % del consumo final bruto de energía.

(6) Estas estimaciones relativas a la eficiencia energética y al ahorro energético han de ser coherentes con otras estimaciones de este tipo que los Estados miembros notifiquen a la Comisión, principalmente en los planes de acción con arreglo de la Directiva de los servicios energéticos y a la Directiva de la eficiencia energética de los edificios. Si se utilizan diferentes unidades en dichos planes de acción, deberán indicarse los factores de conversión aplicados

2.4.5 Evolución 2010-2020 del mix de generación eléctrica

La actual tendencia de transición hacia una “descarbonización” progresiva de la generación energética, especialmente para la producción eléctrica, sigue manifestándose en este nuevo PER. Ello implica indiscutiblemente la evolución hacia un nuevo mix eléctrico, véase la tabla 2.4.5, que combine una participación de las energías renovables, armonizada con tecnologías convencionales basadas en combustibles fósiles más eficientes y menos intensivos en carbono y en energía nuclear.

Tabla 2.4.5. Escenario de eficiencia energética adicional: balance eléctrico nacional

GWh	2005	2010	2015	2020
Carbón	81.458	25.493	33.230	31.579
Nuclear	57.539	61.788	55.600	55.600
Gas natural	82.819	96.216	120.647	133.293
P. petrolíferos	24.261	16.517	9.149	8.624
Energías renovables	42.441	97.121	112.797	146.080
Hidroeléctrica por bombeo	4.452	3.106	6.592	8.457
Producción bruta	292.970	300.241	338.016	383.634
Consumos en generación	11.948	9.956	8.897	8.968
Producción neta	281.022	290.285	329.119	374.666
Consumo en bombeo	6.360	4.437	9.418	12.082
Saldo de intercambios	-1.344	-8.338	-11.231	-12.000
Demanda (bc)	273.319	277.510	308.470	350.584
Consumo sectores transformadores	5.804	4.100	5.800	5.800
Pérdidas transp, distrib.	25.965	24.456	26.894	29.839
Demanda final de electricidad	241.550	248.954	275.775	314.945
Incremento respecto año anterior (%)	4,26	2,05	2,53	2,73
% renovables s/prod bruta	14,5	32,3	33,4	38,1

Fuente: MITyC/IDAE

Nota: En lo que respecta al uso del carbón y su aportación a la generación eléctrica y al suministro de energía primaria consignado en los cuadros de planificación energética, se ha supuesto que será compatible y conforme al marco europeo en la materia.

Como se puede observar, el intercambio internacional de electricidad en el año 2020 arroja un saldo exportador del orden de 12.000 GWh año. La mejora de la eficiencia incorporada sitúa las posibilidades de generación de electricidad por encima de las necesidades de consumo interior, lo que contribuye en buena parte a un superávit de energía eléctrica de origen renovable en nuestro país que puede ser transferido a otros Estados miembros, contribuyendo así al cumplimiento de los objetivos globales de la Unión Europea.

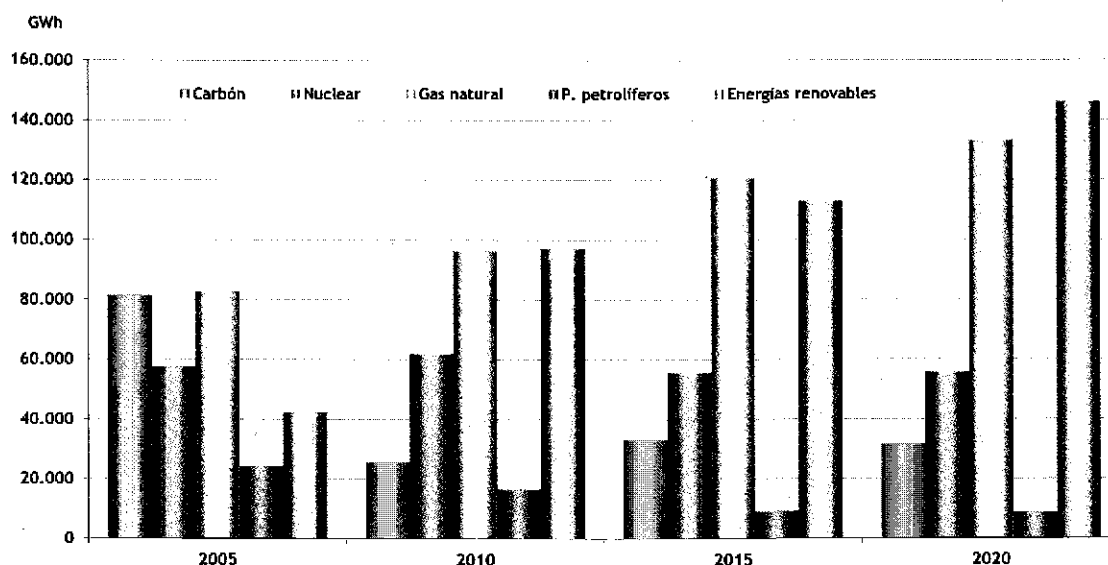
Atendiendo a la estructura de la generación eléctrica, el presente escenario de eficiencia energética adicional espera un incremento en la participación del gas natural y de las energías renovables, áreas que experimentarán un crecimiento medio anual del 3,3 y 4,2% en cuanto a su producción eléctrica. Por su parte, la producción eléctrica de origen nuclear se mantendrá estabilizada, si bien con cierta tendencia a la baja, registrando una leve pérdida de participación en cuanto a la cobertura a la demanda eléctrica global. El carbón se mantendrá prácticamente

estabilizado, con un ligero aumento con respecto a 2010, mientras que la aportación de los productos petrolíferos a la producción eléctrica tenderá a disminuir.

En cualquier caso, son las energías renovables las fuentes destinadas a jugar un papel más relevante en nuestro mix de generación eléctrica, cuya producción eléctrica manifestará no sólo un crecimiento en términos absolutos, sino también relativos, lo que se evidencia a partir del esperado aumento en la cobertura a la demanda eléctrica (del orden de un 1,6% de media anual), que posibilitará alcanzar una cobertura próxima al 40% en 2020. En cuanto al gas natural, la nueva producción será debida principalmente a las instalaciones de cogeneración, las cuales evolucionarán a un ritmo superior al de los ciclos combinados, que en la actualidad representan el 71% de la producción eléctrica basada en este combustible, respecto al 25% de la cogeneración con gas natural. La situación esperada en el caso del gas natural es una mayor convergencia entre estas dos tecnologías a favor de la cogeneración. Por otra parte, la cobertura total de este combustible a la demanda eléctrica evolucionará dentro de unos márgenes más o menos estables, del orden del 35%.

Diferenciando según tecnologías de energías renovables, véase la figura 2.4.8, la energía eólica seguirá ocupando un lugar dominante, con el 50% de la producción eléctrica renovable en 2020 considerando conjuntamente la terrestre y la marina, lo que se aproxima al 19% de toda la producción eléctrica, por encima de la producción nuclear. Le siguen a más distancia la hidráulica, la solar termoeléctrica y la solar fotovoltaica, responsables respectivamente del 8,6, 3,7 y 3,2% de la producción eléctrica bruta total.

Figura 2.4.8. Escenario de eficiencia energética adicional: evolución de la producción eléctrica bruta según fuentes energéticas



Fuente: MITyC/IDAE

En referencia a la evolución de la producción eléctrica bruta en términos relativos destaca la solar termoeléctrica, con un fuerte incremento en su producción eléctrica, en un factor de 21 respecto al nivel de 2010. Le acompañan la biomasa y biogás cuyas producciones, se espera, pasen a experimentar significativos aumentos, entre un 11% y un 8,5% de media anual a lo largo del periodo 2010-2020. Asimismo, cabe citar la incorporación de nuevas tecnologías, aún poco visibles, como la eólica marina, la geotermia y las energías del mar, que irán cobrando cada vez un mayor

protagonismo, especialmente en el caso de la eólica marina. Estas tecnologías emergentes, en conjunto, supondrán en el horizonte del 2020 una aportación al mix eléctrico algo menor, aunque comparable, a la producción eléctrica derivada de los productos petrolíferos.

Pero, para poder alcanzar un porcentaje de generación de electricidad con renovables cercano al 40%, y en buena medida de instalaciones no gestionables de carácter fluctuante, serán necesarios cambios sustanciales en la forma de gestión de los sistemas eléctricos. Asimismo, resulta imprescindible ampliar las interconexiones eléctricas hacia Europa central a través de Francia, de forma sensiblemente superior a lo actualmente planificado.

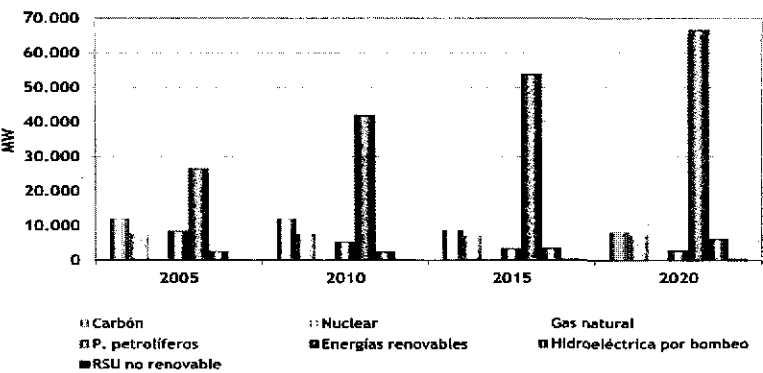
La mejora de las interconexiones eléctricas es un elemento fundamental del futuro escenario, de cara a estabilizar y crear un efecto de compensación de flujo entre las zonas excedentarias y las deficitarias de energía eléctrica. Este concepto de red internacionalizada (*super-grid*), se complementa con actuaciones sobre la demanda en el propio país a través de redes inteligentes (*smart-grid*), que a nivel más local o regional, activan el equilibrio entre oferta y demanda de este recurso eléctrico. La previsible implantación de redes inteligentes implica cambios significativos en las redes de transporte y distribución actuales.

Si contamos con una red internacional e interconexionada adecuada, el problema del almacenamiento de la energía se minimizará. No obstante, los avances en el almacenamiento energético seguirán siendo un punto clave a futuro de cara a poder aportar mayor estabilidad al sistema eléctrico, y permitir una mayor integración de las energías renovables en el mismo.

De cara a poder alcanzar dicha cobertura de renovables cercana al 40% en la demanda eléctrica, el parque instalado de energías renovables en este escenario de eficiencia energética adicional, presentará un incremento de una forma acorde y coherente con las previsiones de aumento de la producción. Así, en este escenario, véase la figura 2.4.9, destaca el gran crecimiento de potencia instalada de energías renovables por encima de cualquier fuente energética, casi alcanzando 67 GW de potencia instalada en 2020 (esto es, un 58% de crecimiento relativo entre 2010 y 2020). En segundo lugar se encuentra la evolución de las tecnologías de gas natural, que experimentarán un crecimiento hasta alcanzar los 37 GW de potencia instalada (mostrando un crecimiento más lento de un 9% en la próxima década).

Por el contrario, la potencia instalada del resto de fuentes energéticas participantes en la cobertura eléctrica, muestra una clara tendencia a la baja. Destaca el detrimento de la participación de las tecnologías basadas en productos petrolíferos (disminución de un 48%), seguido de la pérdida de la potencia basada en recursos como el carbón y la energía nuclear (decrecimiento relativo de un 32% y un 6%, respectivamente).

Figura 2.4.9. Escenario de eficiencia energética adicional: evolución de la capacidad eléctrica instalada según fuentes energéticas



Fuente: MITyC/IDAE

OBJETIVOS Y TRAYECTORIAS DE LA ENERGÍA RENOVABLE

CAPÍTULO 3

3 OBJETIVOS Y TRAYECTORIAS DE LA ENERGÍA RENOVABLE

3.1 Objetivos globales nacionales

Cuadro 2: Objetivos globales nacionales para la cuota de energía obtenida de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía en cifras de 2005 y 2020 (las cifras se transcribirán a partir del anexo I, parte A, de la Directiva 2009/28/CE)

A) Cuota de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía final bruta en 2005 (S_{2005}) (%)	8,7%
B) Objetivo para la cuota de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía final bruta en 2020 (S_{2020}) (%)	20%
C) Consumo de energía total previsto en valor corregido en 2020 (obtenido del cuadro 1, última casilla) (ktep)	98.443
D) Cantidad de energía prevista procedente de fuentes renovables correspondiente al objetivo 2020 (calculado como $B \times C$) (ktep)	19.689

3.2 Objetivos y trayectorias sectoriales

Cuadro 3: Objetivo de España para 2020 y trayectoria estimada de la energía procedente de fuentes renovables (FER) en los sectores de la calefacción y la refrigeración, la electricidad y el transporte (las tablas de cálculo de los cuadros 4a y 4b pueden servir de guía para la preparación del cuadro 3)

	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Fuentes Energías Renovables- Calefacción y Refrigeración (15) (%)	8,9%	11,0%	11,3%	11,7%	12,1%	12,5%	13,4%	14,3%	15,1%	15,8%	16,5%	17,3%
Fuentes Energías Renovables- Electricidad (16) (%)	18,4%	29,2%	31,0%	32,0%	32,7%	33,5%	34,1%	34,4%	35,5%	36,4%	37,4%	39,0%
Fuentes Energías Renovables- Transporte (17) (%)	0,8%	5,0%	7,1%	7,6%	7,8%	8,0%	8,3%	8,7%	9,1%	9,6%	10,2%	11,3%
Cuota global de Fuentes de Energías Renovables (18) (%)	8,2%	13,2%	14,4%	15,1%	15,6%	16,1%	16,7%	17,3%	18,1%	18,9%	19,7%	20,8%
De la cual, procedente del mecanismo de cooperación (19) (%)			0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		0,0%
Excedente para el mecanismo de cooperación (20) (%)			3,5%	4,1%	3,5%	4,0%	2,9%	3,5%	2,1%	2,8%		0,8%
En virtud de la parte B del anexo I de la Directiva			2011-2012		2013-2014		2015-2016		2017-2018			2020
			$S_{2005} + 0,20 (S_{2020} - S_{2005})$		$S_{2005} + 0,30 (S_{2020} - S_{2005})$		$S_{2005} + 0,45 (S_{2020} - S_{2005})$		$S_{2005} + 0,65 (S_{2020} - S_{2005})$			S_{2020}
Trayectoria mínima de FER (21) (%)			10,96%		12,09%		13,79%		16,05%			20,00%
Trayectoria mínima de FER (ktep) [media aritmética de 2 años, excepto en 2020]			10.565		11.699		13.463		15.742			19.689

(15) Cuota de energía procedente de fuentes renovables en el sector de la calefacción y refrigeración: Consumo final bruto de energía obtenida de fuentes renovables para calefacción y refrigeración (según la definición del artículo 5, apartado 1, letra b) y del artículo 5, apartado 4, de la Directiva 2009/28/CE) dividido por el consumo final bruto de energía en el sector de la calefacción y refrigeración. Línea A) del cuadro 4a dividida por la línea 1) del cuadro 1.

(16) Cuota de la energía procedente de fuentes renovables en el sector de la electricidad: Consumo final bruto de electricidad procedente de fuentes renovables para la electricidad (según la definición del artículo 5, apartado 1, letra a) y del artículo 5, apartado 3, de la Directiva 2009/28/CE) dividido por el consumo final bruto total de electricidad. Línea B) del cuadro 4a dividida por la línea 2) del cuadro 1.

(17) Cuota de la energía procedente de fuentes renovables en el sector del transporte: Energía final procedente de fuentes renovables utilizada en el transporte (véase el artículo 5, apartado 1, letra c) y del artículo 5, apartado 5, de la Directiva 2009/28/CE) dividido por el consumo en el sector del transporte de 1) gasolina; 2) gasóleo; 3) biocarburantes utilizados en el transporte por carretera y ferrocarril y 4) electricidad (según se refleja en la línea 3 del cuadro 1). Línea J) del cuadro 4b dividida por la línea 3) del cuadro 1.

(18) Cuota de la energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía. Línea G) del cuadro 4a dividida por la línea 4) del cuadro 1

(19) En puntos porcentuales de la cuota global de FER

(20) En puntos porcentuales de la cuota global de FER

(21) Según la definición del anexo I.B de la Directiva 2009/28/CE

Cuadro 4a: Tabla de cálculo para la contribución de las fuentes de energía renovables (FER) de cada sector al consumo final de energía (ktep)
(B)

	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
A) Previsiones de consumo final bruto de FER para calefacción y refrigeración	3.541	3.933	3.992	4.034	4.109	4.181	4.404	4.651	4.834	5.013	5.152	5.357
B) Previsiones de consumo final bruto de electricidad producida a partir de FER	4.624	7.323	7.860	8.340	8.791	9.212	9.586	9.982	10.547	11.064	11.669	12.455
C) Previsiones de consumo final de energía procedente de FER en el sector del transporte	245	1.538	2.174	2.331	2.363	2.418	2.500	2.586	2.702	2.826	2.965	3.216
D) Previsiones de consumo total de FER (22)	8.302	12.698	13.901	14.533	15.081	15.613	16.261	16.953	17.776	18.547	19.366	20.525
E) Previsiones de transferencias de FER a otros Estados miembros												
F) Previsiones de transferencias de FER procedentes de otros Estados miembros y terceros países												
G) Previsiones de consumo de FER corregidas para los objetivos D)-E)+F)	8.302	12.698	13.901	14.533	15.081	15.613	16.261	16.953	17.776	18.547	19.366	20.525

(B) ACLARACIÓN: El valor de la línea D "Previsiones de consumo total de FER" NO tiene porqué coincidir en cada año con la suma de las tres líneas precedentes, ya que, como especifica la nota número 22 más abajo, el gas, la electricidad y el hidrógeno, se deben contabilizar una sola vez en el total. A título de ejemplo, una parte de la electricidad producida a partir de FER, puede aparecer tanto en la línea "B" como en la línea "C", ya que se consume también por el transporte. Así, para evitar la doble contabilización, habría que sustraerla, una vez, del total (línea "D")

(22) De conformidad con el artículo 5, apartado 1, de la Directiva 2009/28/CE, el gas, la electricidad y el hidrógeno procedentes de fuentes de energía renovables solamente se contabilizarán una vez. No se permite la doble contabilización

Cuadro 4b: Tabla de cálculo para la cuota de la energía renovable en los transportes (ktep)

	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
C) Previsión del consumo de FER en el sector de los transportes (23)	245	1.538	2.174	2.331	2.363	2.418	2.500	2.586	2.702	2.826	2.965	3.216
H) Previsión del consumo de electricidad procedente de FER en el sector del transporte por carretera (24)	0,0	0,0	0,0	0,0	5,4	11,2	21,4	34,4	48,8	66,7	90,2	122,0
I) Previsión del consumo de biocarburantes obtenidos de desechos, residuos, materias celulósicas no alimentarias y materias lignocelulósicas en el sector de los transportes (25)	0	5	15	45	75	105	142	167	193	177	199	252
J) Previsión relativa a la contribución de las FER a los transportes para el objetivo FER-T: $(C)+(2,5-1) \times (H)+(2-1) \times (I)$	245	1.543	2.189	2.376	2.446	2.540	2.674	2.805	2.968	3.103	3.299	3.651

(23) Incluye todas las FER utilizadas en los transportes, incluida la electricidad, el hidrógeno y el gas procedentes de fuentes de energía renovables, y excluyendo los biocarburantes que no cumplen los criterios de sostenibilidad (véase el último párrafo del artículo 5, apartado 1). Especifíquese aquí los valores reales sin utilizar los factores de multiplicación

(24) Especifíquese aquí los valores reales sin utilizar los factores de multiplicación

(25) Especifíquese aquí los valores reales sin utilizar los factores de multiplicación

MEDIDAS PARA ALCANZAR LOS OBJETIVOS

CAPÍTULO 4

4 MEDIDAS PARA ALCANZAR LOS OBJETIVOS

4.1 Visión de conjunto de todas las políticas y medidas destinadas a fomentar la utilización de energía procedente de fuentes renovables

Cuadro 5
Visión de conjunto de todas las políticas y medidas

Medidas generales

Denominación y referencia de la medida	Tipo de medida (*)	Resultado Esperado (**)	Grupo y/o actividad a la que se destina (***)	Existente o en proyecto	Fechas de inicio y final de la medida
1. Creación y regulación de la Explotación Agraria Productora de Energías Renovables (EAPER).	Reglamentaria	Con esta propuesta se espera fundamentalmente incrementar la contribución de la materia prima de origen nacional a la producción de energías renovables	Sector agrícola	En proyecto	2011-2011
2. Programa de financiación para investigación y desarrollo tecnológico de nuevos prototipos de innovación (Línea de financiación A).	Financiera	Preparar la tecnología para pasar de la fase prototipo a la fase de demostración. Facilitar la viabilidad técnico-económica de proyectos españoles de I+D. Desarrollo estratégico de las empresas españolas para desarrollar un producto competitivo y	Sectores: Biomasa térmica Eólica Energías del mar Solar fotovoltaica Geotermia Solar térmica Solar termoeléctrica Hidrocarburos producidos a partir de procesos de síntesis química o biológica	En proyecto	2012-2020

		alcanzar un desarrollo tecnológico equiparable con el existente en otros países. Reducción de costes de generación, mejorando su eficiencia y permitiendo una implantación y diversificación mayor y mejor, en la búsqueda de la plena competitividad frente a la generación con otras fuentes de energía convencionales.	que utilicen biomasa como materia prima Aplicado a tecnologías emergentes en fase de desarrollo o precomercial		
3. Elaboración de un Programa Nacional de Desarrollo Agroenergético.	Reglamentaria	Fomento de nuevas materias primas para la producción de biocarburantes e incremento de la contribución de materia prima nacional. Contribuir a la expansión del sector agrario mediante la actividad agroenergética	Sector agrario	En proyecto	2012-2020
4. Difusión de las energías renovables al conjunto de la sociedad.	Blanda	Cambio de actitud hacia las energías renovables, de manera que el conjunto de la sociedad conozca las ventajas que supone la	Sectores: Solar térmica Biogás Biomasa Eólica marina Geotermia	En proyecto	2012-2020

		incorporación de estas tecnologías al sistema eléctrico y a la producción de calor y el impacto económico real que supone su impulso considerando todos los retornos que se producen	Energías del mar Aplicado a la sociedad en general		
5. Elaboración de modelos de ordenanzas municipales para introducción de las energías renovables.	Blanda	Impulso del uso de las energías renovables en edificios a nivel local, en entornos urbanos o semiurbanos. Disminución de las barreras administrativas y homogeneización de reglamentos	Ayuntamientos y entidades locales	En elaboración	2011-2012
6. Planificación de infraestructuras eléctricas y de gas (2012- 2020).	Blanda	Destacan: asegurar el suministro de la demanda; mantener y mejorar el sistema eléctrico mediante la vertebración racional de las redes, que permita la realización de las distintas actividades destinadas al suministro; contribuir a la integración de la nueva producción energética de origen renovable	Operaciones del sistema eléctrico e inversiones de proyectos energéticos	En elaboración	2011-2020

7. Establecimiento de un sistema de certificación y cualificación de instaladores.	Reglamentaria	Sistema de certificación y cualificación de instaladores de EERR para todas las tecnologías. Aumento de la calidad de las instalaciones	-	En proyecto	2011-2012
8. Desarrollo de normativa sobre límites de emisión para instalaciones de energías renovables	Reglamentaria	Fomento de las instalaciones de biomasa y eliminación de barreras administrativas para su desarrollo	Administraciones públicas locales, regionales y nacionales y agentes del sector de la biomasa	En proyecto	2012-2013
9. Estudio sobre el impacto ambiental de las energías renovables	Blanda	Obtener información fidedigna y con suficiente grado de desagregación que permita tener un conocimiento adecuado del impacto ambiental de las distintas tecnologías de aprovechamiento de las energías renovables. Los resultados obtenidos se podrán utilizar para el estudio de la capacidad de implantación de cada tecnología en el territorio desde un punto de vista ambiental, teniendo en cuenta los elementos	Administraciones públicas	En proyecto	2012-2020

		ambientales que se hayan detectado previamente como sensibles para cada sector, entre los que se incluirá la Red Natura 2000 y el resto de espacios naturales protegidos			
10. Programa de ayudas públicas a proy. de innovación y demostración para aplicaciones térmicas, eléctricas, biocarburantes y com. renovables (línea 3 de ayudas públicas a la inversión)	Financiera	Realizar los primeros proyectos de calefacción de distrito mediante energías renovables, facilitar los proyectos de innovación tecnológica que demuestren la viabilidad técnico-económica de tecnologías renovables destinadas a nuevas aplicaciones, minimizar el riesgo en las fases iniciales previas a la ejecución del proyecto, favorecer el uso de fuentes de energías renovables en el sector industrial, mejorar la eficiencia y rendimiento de las instalaciones así como conseguir la reducción de costes en las generaciones eléctrica	Aplicado a: Tecnólogos, inversores, promotores	En proyecto	2012-2020

		y térmica			
11. Programa de ayudas públicas a la investigación y desarrollo tecnológicos de nuevos prototipos (línea 1 de ayudas públicas a la inversión)	Financiera	Preparar la tecnología para pasar a la fase de demostración. Facilitar la viabilidad técnico-económica de proyectos españoles de I+D. Desarrollo estratégico de las empresas españolas para desarrollar un producto competitivo y garantizar la competitividad tecnológica de España a largo plazo. Reducción de costes de generación, mejorando su eficiencia y permitiendo una implantación	Tecnologías emergentes en fase de desarrollo	En proyecto	2012-2020
12. Línea de financiación C	Financiera	Consolidar a nivel comercial tecnologías ya maduras, disminuir la percepción de riesgo económico de potenciales promotores y entidades financieras, fomentar la participación de empresas de servicios energéticos y conocer de primera mano las	Sectores con tecnologías maduras con barreras de mercado que han impedido desarrollar su potencial: Biogas Biomasa Solar fotovoltaica Solar térmica Geotermia Energías del mar Eólica de pequeña	En proyecto	2012-2020

		barreras asociadas a la promoción de proyectos de esta índole, de modo que se puedan plantear las modificaciones normativas pertinentes para superar dichas barreras	potencia ($\leq 10\text{kW}$)		
13. Proyectos de demostración de desarrollos tecnológicos innovadores (línea de financiación B)	Financiera	Aumento del conocimiento y del desarrollo tecnológico. Mejora de la eficiencia y del rendimiento de las instalaciones. Reducción de costes de generación. Mejora de la competitividad internacional de la industria española. Facilitar la viabilidad técnico- económica y el despegue comercial de tecnologías renovables destinadas a nuevas aplicaciones actualmente poco empleadas en España	Tecnólogos, promotores, otros agentes y centros tecnológicos y de investigación	En proyecto	2012-2020
14. Modificación del Código Técnico de la Edificación (CTE)	Reglamentaria	Aumento de la participación de las energías renovables en el abastecimiento del consumo de energía de los edificios	Promotores inmobiliarios, arquitectos, ESEs, promotores de EERR	En elaboración	2011-2012

15. Fomento de la implantación comercial de tecnologías innovadoras	Blanda	Conseguir que la implantación comercial de las tecnologías innovadoras en el ámbito de las energías renovables en España disfrute de un crecimiento continuo, de forma competitiva y sostenible, facilitando un aumento del conocimiento y del desarrollo tecnológico que permita una mejora de la eficiencia y el rendimiento de las plantas de EERR, aumentando la competitividad y la ventaja internacional de nuestras empresas y centros tecnológicos	Sector energías renovables: Solar fotovoltaica Solar termoeléctrica	En proyecto	2012-2020
16. Consideración de las EERR en el desarrollo de la planificación urbanística	Blanda	Disminución del tiempo de instalación Disminución de costes de instalación y mantenimiento	-	En proyecto	2012-2020
17. Atlas de radiación solar	Blanda	El conocimiento detallado y contrastado de los datos de radiación global, directa y difusa será una herramienta que permitirá y facilitará la adecuada determinación del	Sectores: Solar térmica Solar fotovoltaica Solar termoeléctrica Aplicado a administraciones públicas, ESE, promotores,	En proyecto	2012-2013

		recurso disponible para cualquier localización geográfica y permitirá mejorar la experiencia operativa y comercial del sector en general y del creciente sector ligado a la venta de energía térmica en particular, eliminando parte de la incertidumbre que actualmente existe al no existir fuentes únicas de referencia	constructores, ingenierías, instalaciones y usuarios		
--	--	--	--	--	--

(*) Indíquese si la medida es (predominantemente) de naturaleza reglamentaria, financiera o «blanda» (por ejemplo, campaña de información).

(**) El resultado esperado ¿es un cambio de comportamiento, de la capacidad instalada (MW; t/año), de la energía generada (ktep)?

(***) ¿A qué tipo de público va destinada?: ¿inversores, usuarios finales, administraciones públicas, urbanistas, arquitectos, instaladores? ¿A qué actividad o sector se destina la medida? ¿Producción de biocarburante, uso energético de estiércol animal, etc.?

Medidas en el campo de la generación eléctrica con energías renovables

Denominación y referencia de la medida	Tipo de medida (*)	Resultado Esperado (**)	Grupo y/o actividad a la que se destina (***)	Existente o en proyecto	Fechas de inicio y final de la medida
1. Ayuda pública a la inversión a proyectos que no reciben apoyo económico del Régimen Especial (línea 5 de ayudas públicas a la inversión)	Financiera	Desarrollo de instalaciones y sistemas con EERR que no están incentivadas al quedar fuera del sistema de primas del Régimen Especial, pero	Sectores: Eólica P ≤ 10kW aisladas de red o acogidas al esquema de balance neto Solar fotovoltaica aislada y de pequeña	En ejecución	2011-2020

		que desde un punto de vista tecnológico son muy interesantes dentro de las energías renovables	potencia acogidas al sistema de balance neto Biomasa $P \leq 10$ kW con motores Stirling aislados de red y para autoconsumo en los sectores residencial y terciario acogidos al esquema de balance neto Aplicado a administraciones públicas y usuarios finales		
2. Fomento de Empresas de Servicios Energéticos (ESE, o ESCOS por sus siglas en inglés) para aplicaciones eléctricas renovables.	Blanda	Creación de nuevas empresas y nuevos puestos de trabajo	Administraciones públicas	En proyecto	2012- 2020
3. Mayor desarrollo de las interconexiones internacionales.	Blanda	Incrementar la seguridad de suministro, facilitar la integración de una mayor producción de electricidad renovable no gestionable y eliminar el estatus de isla energética que califica hoy día a España	Operadores del sistema eléctrico, operadores y titulares de instalaciones de generación eléctrica	En proyecto	2012- 2020
4. Adaptación del Marco Legal del Régimen Especial a diversos aspectos sectoriales.	Regulatoria	Mejor adaptación de la regulación existente a cada una de las tecnologías renovables de generación	Administraciones públicas y promotores	En proyecto	2012- 2013

		eléctrica enmarcadas en el Régimen Especial. Fomento de los sectores a los que aplica			
5. Tratamiento regulatorio específico para la conexión a red y autorización de las instalaciones renovables de pequeña potencia.	Regulatoria	Disminución de barreras administrativas a las instalaciones renovables eléctricas de pequeña potencia, posibilitando su despliegue e impulsando la generación distribuida	Promotores y usuarios finales	En ejecución	2011
6. Establecimiento de un mecanismo de balance neto para instalaciones eléctricas renovables destinadas a autoconsumo.	Regulatoria	Fomento de autoconsumo de energía eléctrica producida con fuentes renovables y aplanamiento de la curva de demanda. Desarrollo de un sistema eléctrico de generación distribuida	Instalaciones, promotores, productores de energía en régimen especial y consumidores	En proyecto	2012- 2020
7. Desarrollo de los sistemas de gestión de la demanda de electricidad y de las redes inteligentes en general.	Regulatoria	Aplanamiento de la curva de demanda mediante un desplazamiento de consumos desde los periodos punta a los periodos valle, lo que resultará en una reducción de gastos estructurales necesarios para cubrir	Operadores del sistema eléctrico, usuarios finales	En elaboración	2011- 2020

		la demanda punta; una disminución del riesgo de vertido de energías renovables en horas valle, fundamentalmente eólica, favoreciendo así su integración; una mayor eficiencia para el conjunto del sistema; y la participación activa de la demanda en la operación del sistema eléctrico			
8. Programa de financiación para generación eléctrica distribuida (P< 10kW) (línea de financiación E).	Financiera	Limitación de la demanda energética sobre el sistema y evolución hacia una mejor gestión de la demanda. Mejor adaptación de la demanda y oferta de la energía eléctrica. Mayor capacidad de integración de EERR en el sistema eléctrico	Sectores: Solar fotovoltaica Solar termoeléctrica Eólica de pequeña potencia Aplicado a promotores y usuarios finales	En proyecto	
9. Tratamiento regulatorio específico para el desarrollo de centrales hidroeléctricas reversibles en infraestructuras existentes.	Regulatoria	Incrementar la capacidad de almacenamiento de energía eléctrica, lo que facilitará la integración en la red de transporte y distribución de la energía procedente de	Inversores	En proyecto	2012- 2020

		fuentes renovables no gestionables. Las previsiones al 2020 en potencia a instalar de bombeo, se han establecido teniendo en cuenta las previsiones actuales de los agentes. Se alcanzarán cerca de 3.500 MW adicionales			
10. Procedimiento administrativo simplificado para plataformas experimentales I+D de eólica marina y/o energías del mar.	Regulatoria	Creación de, al menos, una plataforma de investigación y ensayo de nuevos procesos tecnológicos y desarrollos innovadores de aerogeneradores marinos, para su posterior aplicación comercial en el sector, permitiendo a los tecnólogos nacionales posicionarse a nivel estratégico y aumentar su competencia internacional. Facilitar a los tecnólogos el acceso y conexión a infraestructuras conectadas a red en entorno marino donde probar sus prototipos, reduciendo tiempos y	Tecnólogos y agentes científico tecnológicos	En proyecto	2012- 2013

		costes (aspecto esencial para la I+D)			
11. Simplificación de los trámites administrativos de instalaciones renovables eléctricas	Regulatoria	Conseguir racionalizar y acelerar los procedimientos administrativos, según lo dispuesto en la Directiva 2009/28 y en la Ley 2/2011 de Economía Sostenible	Sector de las energías renovables	En proyecto	2011-2012
12. Reducción de barreras administrativas a los proyectos de I+D+i+d relacionados con las energías renovables de generación eléctrica	Regulatoria	Facilitar el despegue de tecnologías renovables incipientes	Sectores: Eólica marina Energías del mar Aplicado a tecnólogos	En proyecto	2011-2012
13. Requisitos técnicos a las instalaciones de generación eléctrica de origen renovable mediante la modificación del Procedimiento de Operación PO 12.2	Regulatoria	Una vez se apruebe dicho procedimiento de operación, las nuevas instalaciones proveerán al sistema eléctrico de más características, prestaciones y servicios importantes para garantizar un funcionamiento más seguro del mismo y, por tanto, la integración de la generación renovable prevista podrá realizarse en mejores condiciones de seguridad	Operadores sistema eléctrico, titulares de instalaciones de producción conectados a la red	En elaboración	2011-2012

14. Perfeccionamiento de la monitorización por parte del Centro de Control de Régimen Especial (CECRE)	Blanda	Maximizar la producción de energía eléctrica en régimen especial preservando la seguridad del sistema eléctrico	Operadores del sistema eléctrico y operadores de instalaciones de generación eléctrica	En ejecución	2011-2020
15. Marco retributivo para la generación eléctrica incorporada a red	Financiera	Dotar de certidumbre y predictibilidad a la retribución para la generación eléctrica a partir de fuentes renovables. Fomento de inversiones en el sector. Dinamización de la economía. Mantenimiento del empleo y tejido industrial. Mejora de la eficiencia económica del sistema	Titulares de instalaciones de producción de electricidad a partir de fuentes renovables	En elaboración	2011-2011
16. Programa IDAE de apoyo a la inversión para proyectos de demostración tecnológica, generación eléctrica (línea 4 de ayudas públicas a la inversión)	Financiera	Permitir la viabilidad técnico-económica y el despegue comercial de tecnologías renovables destinadas a nuevas aplicaciones actualmente poco empleadas en España. Mejora de la competitividad internacional de la industria española. Aumento del conocimiento y del	Titulares de instalaciones renovables de generación eléctrica	En proyecto	2012-2020

		desarrollo tecnológico Mejora de la eficiencia y del rendimiento de las instalaciones Reducción de costes de generación			
17. Adaptación del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) a las tecnologías de energías renovables	Regulatoria	Aumento de la participación de las energías renovables en el abastecimiento del consumo de energía Mejorar la calidad en la ejecución de las instalaciones de energías renovables de pequeña potencia	Instaladores de EERR, ESEs, arquitectos, promotores de viviendas, constructores	En proyecto	2011-2012

(*) Indíquese si la medida es (predominantemente) de naturaleza reglamentaria, financiera o «blanda» (por ejemplo, campaña de información).

(**) El resultado esperado ¿es un cambio de comportamiento, de la capacidad instalada (MW; t/año), de la energía generada (ktep)?

(***) ¿A qué tipo de público va destinada?: ¿inversores, usuarios finales, administraciones públicas, urbanistas, arquitectos, instaladores? ¿A qué actividad o sector se destina la medida?
¿Producción de biocarburante, uso energético de estiércol animal, etc.?

Medidas en el campo del aprovechamiento térmico de las energías renovables

Denominación y referencia de la medida	Tipo de medida (*)	Resultado esperado (**)	Grupo y/o actividad a la que se destina (***)	Existente o en proyecto	Fechas de inicio y final de la medida
--	--------------------	-------------------------	---	-------------------------	---------------------------------------

1. Sistema de Incentivos al Calor Renovable (ICAREN) para EERR térmicas.	Financiera	Sistema de incentivos que promueva el desarrollo de proyectos de EERR térmicas	Administraciones públicas, ESEs	En proyecto	2012-2020
2. Sistema de ayudas a la inversión de EERR térmicas (línea 6 de ayudas públicas a la inversión).	Financiera	-	Administraciones públicas y usuarios finales	En ejecución	2011-2012
3. Inclusión de las EERR térmicas y las redes de calefacción y refrigeración en los sistemas de certificación energética de edificios.	Regulatoria	Aunque no existen unos objetivos cuantitativos específicos para esta propuesta, el objeto de la misma consiste en motivar el cambio de comportamiento de las administraciones locales, de los urbanistas, arquitectos y promotores de vivienda, para que tomen en consideración las opciones relativas a las energías renovables dentro de sus correspondientes desarrollos urbanísticos y	Administraciones públicas, urbanísticas, arquitectos, promotores	En proyecto	2011-2012

		promociones en vivienda			
4. Definición de un esquema financiero de proyectos a través de ESEs dentro del ámbito de las energías renovables térmicas (línea de financiación D).	Financiera	Oferta de productos financieros privados para ESEs que utilicen energías renovables térmicas	Inversores, entidades financieras, ESEs	En elaboración	2009-2020
5. Adaptación del Reglamento de Instalaciones Térmicas en la Edificación (RITE) a las tecnologías de energías renovables.	Regulatoria	Aumento de la participación de las energías renovables en el abastecimiento del consumo de energía de los edificios. Mayor agilidad en la realización de los trámites para realizar el registro de instalaciones térmicas renovables en los edificios	Promotores de vivienda, constructores, arquitectos, instalaciones de energías renovables y ESEs	En proyecto	2011-2012
6. Integración de las energías renovables en edificios públicos	Blanda	Conseguir la integración de las energías renovables en edificios públicos	Administraciones públicas	En proyecto	2012-2020

7. Programas piloto de financiación de proyectos y promoción de ESEs de energías renovables térmicas (línea de financiación F)	Financiera	Oferta de productos financieros para ESEs que utilicen energías renovables térmicas y que puedan ser asumidos por entidades financieras privadas	Inversores, entidades financieras, ESEs	En ejecución	2011-2014
--	------------	--	---	--------------	-----------

(*) Indíquese si la medida es (predominantemente) de naturaleza reglamentaria, financiera o «blanda» (por ejemplo, campaña de información).

(**) El resultado esperado ¿es un cambio de comportamiento, de la capacidad instalada (MW; t/año), de la energía generada (ktep)?

(***) ¿A qué tipo de público va destinada?: ¿inversores, usuarios finales, administraciones públicas, urbanistas, arquitectos, instaladores? ¿A qué actividad o sector se destina la medida?

¿Producción de biocarburante, uso energético de estiércol animal, etc.?

Medidas específicas en el sector hidroeléctrico

Denominación y referencia de la medida	Tipo de medida (*)	Resultado esperado (**)	Grupo y/o actividad a la que se destina (***)	Existente o en proyecto	Fechas de inicio y final de la medida
1. Fomento de la rehabilitación de centrales hidroeléctricas	Reglamentaria-Financiera	Mantener /mejorar la capacidad hidroeléctrica instalada	Administraciones públicas	En proyecto	2011-2020

2. Fomento de concursos para aprovechamientos hidroeléctricos en infraestructuras públicas existentes	Reglamentaria - Financiera	Aumentar la capacidad hidroeléctrica instalada	Administraciones públicas	Existente	2012-2020
3. Nueva reglamentación para tramitación de concesiones de agua o modificación del existente	Reglamentaria	Mantener/mejorar la capacidad hidroeléctrica instalada	Administraciones Públicas	En proyecto	2012-2020
4. Fomento de proyectos de microcentrales hidroeléctricas en redes de abastecimiento u otras infraestructuras hidráulicas	Reglamentaria	Aumentar la capacidad hidroeléctrica instalada	Administraciones Públicas	En proyecto	2012-2020

(*) Indíquese si la medida es (predominantemente) de naturaleza reglamentaria, financiera o «blanda» (por ejemplo, campaña de información).

(**) El resultado esperado ¿es un cambio de comportamiento, de la capacidad instalada (MW; t/año), de la energía generada (ktep)?

(***) ¿A qué tipo de público va destinada?: ¿inversores, usuarios finales, administraciones públicas, urbanistas, arquitectos, instaladores? ¿A qué actividad o sector se destina la medida? ¿Producción de biocarburante, uso energético de estiércol animal, etc.?

Medidas específicas en el sector geotérmico

Denominación y referencia de la medida	Tipo de medida (*)	Resultado Esperado (**)	Grupo y/o actividad a la que se destina (***)	Existente o en proyecto	Fechas de inicio y final de la medida
1. Desarrollo de programas de ayudas públicas a los estudios e investigaciones previos a la ejecución de proyectos (línea 2 de ayudas públicas a la inversión).	Financiera	Fomentar el desarrollo de proyectos	Inversores	En proyecto	2012-2020

(*) Indíquese si la medida es (predominantemente) de naturaleza reglamentaria, financiera o «blanda» (por ejemplo, campaña de información).

(**) El resultado esperado ¿es un cambio de comportamiento, de la capacidad instalada (MW; t/año), de la energía generada (ktep)?

(***) ¿A qué tipo de público va destinada?: ¿inversores, usuarios finales, administraciones públicas, urbanistas, arquitectos, instaladores? ¿A qué actividad o sector se destina la medida? ¿Producción de biocarburante, uso energético de estiércol animal, etc..?

Medidas específicas en el sector solar

Denominación y referencia de la medida	Tipo de medida (*)	Resultado Esperado (**)	Grupo y/o actividad a la que se destina (***)	Existente o en proyecto	Fechas de inicio y final de la medida
1. Fomento de la estandarización de elementos y configuraciones de instalaciones solares térmicas	Promoción	Optimización de los procesos productivos, reducción de costes, mejor penetración de la tecnología	Entidades certificadoras, laboratorios, centros tecnológicos, fabricantes, instaladores.	En proyecto	2010-2020
2. Propuestas para fomentar la profesionalización del sector	Información/Formación	Mejora de calidad del conjunto de la instalación Cambio de actitud hacia la energía solar	Instaladores Promotores y usuarios finales.	En proyecto	2011-2020

(*) Indíquese si la medida es (predominantemente) de naturaleza reglamentaria, financiera o «blanda» (por ejemplo, campaña de información).

(**) El resultado esperado ¿es un cambio de comportamiento, de la capacidad instalada (MW; t/año), de la energía generada (ktep)?

(***) ¿A qué tipo de público va destinada?: ¿inversores, usuarios finales, administraciones públicas, urbanistas, arquitectos, instaladores? ¿A qué actividad o sector se destina la medida? ¿Producción de biocarburante, uso energético de estiércol animal, etc.?

Medidas específicas en el sector de las energías del mar

Las propuestas para esta tecnología quedan integradas en las de carácter global y/o horizontal. No existen propuestas específicas del sector ya que las principales barreras detectadas, que son las que determinan las propuestas a tomar, son todas relacionadas con la estructura general del sistema y requieren de una solución global y horizontal, enfocadas a la adaptación y simplificación de los trámites administrativos, programas de ayudas públicas y financiación a prototipos y proyectos de demostración, así como centros tecnológicos y fomento y divulgación de dicha tecnología.

(*) Indíquese si la medida es (predominantemente) de naturaleza reglamentaria, financiera o «blanda» (por ejemplo, campaña de información).

(**) El resultado esperado ¿es un cambio de comportamiento, de la capacidad instalada (MW; t/año), de la energía generada (ktep)?

(***) ¿A qué tipo de público va destinada?: ¿inversores, usuarios finales, administraciones públicas, urbanistas, arquitectos, instaladores? ¿A qué actividad o sector se destina la medida? ¿Producción de biocarburante, uso energético de estiércol animal, etc.?

Medidas específicas en el sector eólico

Denominación y referencia de la medida	Tipo de medida (*)	Resultado esperado (**)	Grupo y/o actividad a la que se destina (***)	Existente o en proyecto	Fechas de inicio y final de la medida
1. Tratamiento administrativo diferenciado para la repotenciación de parques eólicos mediante la sustitución parcial o total de sus aerogeneradores, que facilite las gestiones administrativas necesarias.	Reglamentaria	Renovación tecnológica de las instalaciones obsoletas, optimizando su comportamiento	Administración General del Estado Gobiernos autonómicos Promotores	En proyecto	2012-2013

		frente al sistema.			
2. Directrices para garantizar la calidad de los equipamientos eólicos de pequeña potencia.	Reglamentaria	Simplificación del proceso para la homologación y certificación de equipos	Administración General del Estado Administraciones regionales y locales Fabricantes de equipos Usuarios finales	En proyecto	2011-2012

(*) Indíquese si la medida es (predominantemente) de naturaleza reglamentaria, financiera o «blanda» (por ejemplo, campaña de información).

(**) El resultado esperado ¿es un cambio de comportamiento, de la capacidad instalada (MW; t/año), de la energía generada (ktep)?

(***) ¿A qué tipo de público va destinada?: ¿inversores, usuarios finales, administraciones públicas, urbanistas, arquitectos, instaladores? ¿A qué actividad o sector se destina la medida?
¿Producción de biocarburante, uso energético de estiércol animal, etc.?

Medidas específicas en los sectores de la biomasa, el biogás y los residuos

Denominación y referencia de la medida	Tipo de medida (*)	Resultado esperado (**)	Grupo y/o actividad a la que se destina (***)	Existente o en proyecto	Fechas de inicio y final de la medida
1. Análisis de acciones de optimización técnico-económicas del transporte de biomasa, en colaboración con las CCAA y la administración local	Reglamentaria	Disminución del coste del transporte	Empresas logísticas, empresas consumidoras	En proyecto	2013-2020
2. Establecer planes plurianuales de aprovechamientos forestales o agrícolas con uso energético	Reglamentaria	3.000.000 t/año	Administración pública, propietarios forestales y agricultores. Producción de biomasa agroforestal	En proyecto	2014-2020
3. Fomento, en el marco de la política de gestión de residuos, de la valorización energética de los residuos más aptos para su uso	Reglamentaria	Disminución de las altas tasas de	Administración pública, empresas gestoras de	En proyecto	2016-2020

como combustible		vertido actuales y aumento de las de valorización energética	residuos, empresas potenciales consumidoras		
4. Implantación de un sistema de aseguramiento de la calidad en los procesos de producción de CSR	Reglamentaria	Creación de un mercado de combustibles producidos a partir de residuos	Administración pública, empresas gestoras de residuos, empresas potenciales consumidoras	En proyecto	2012-2020
5. Establecimiento de objetivos sectorizados de valorización energética para determinados flujos de residuos con contenido total o parcialmente renovable	Reglamentaria	Disminución de las altas tasas de vertido actuales y aumento de las de valorización energética	Administración pública, empresas gestoras de residuos, empresas potenciales consumidoras	En proyecto	2012-2020
6. Fomento del uso de digestatos de calidad en las prácticas de fertilización	Reglamentaria	Normalizar el uso de los digestatos como abonos o enmiendas orgánicas	Administración pública, sector ganadero y agroindustrial	En proyecto	2012- 2020
7. Creación del marco legal que permita la inyección de biometano en las redes de gas natural	Reglamentaria	Facilitar usos más eficientes del biogás	Administración pública, sector del biogás	En desarrollo	2011- 2020
8. Desarrollo de la regulación y normalización de los combustibles de biomasa	Reglamentaria	Normalización de los distintos tipos de biomasa para uso domésticos incluyendo reglamentos y normas específicos para pelets, etc.	Administración pública, AENOR	En desarrollo	2000 - 2020
9. Análisis de instrumentos de fomento de los cultivos energéticos forestales	Blanda	1.000.00 t/año	Administración Pública y propietarios forestales	En proyecto	2016 - 2020
10. Análisis del marco económico para el aprovechamiento de biomasa de masas forestales existentes y restos agrícolas para	Blanda	3.000.000 t/año	Administración Pública y propietarios	En proyecto	2012 - 2020

uso energético			forestales		
11. Análisis del marco económico para el aprovechamiento de biomasa procedente de masas forestales a implantar, o cultivos, con fines energéticos	Blanda	1.600.000 t/año	Administración Pública y propietarios forestales	En proyecto	2012 - 2020
12. Redefinición de la Comisión Interministerial de la Biomasa	Reglamentaria	Coordinación de propuestas entre administraciones públicas	Administraciones públicas regionales y nacionales	En desarrollo	2011 - 2020
13. Formación en biomasa para empleados públicos	Blanda	Promoción de instalaciones y agilización de trámites	Administraciones públicas locales, regionales y nacionales	En proyecto	2011 - 2020
14. Seguimiento de los mercados de biomasa a nivel internacional	Blanda	Vigilancia, control y reacción frente a fluctuaciones de los mercados internacionales	Todos los agentes del sector	En proyecto	2012 - 2020
15. Establecimiento de un sistema de certificación de biomasa según lo establecido en el RD 661/2007	Reglamentaria	Mejora del sistema de liquidación de las plantas y apoyo a la realización de estadísticas y seguimiento	Plantas de producción eléctrica con biomasa, productores y distribuidores de biomasa	En desarrollo	2011 - 2020
16. Ayuda pública a la inversión a instalaciones de biogás agroindustrial que reconozcan las emisiones GEI evitadas (línea 7 de ayudas públicas a la inversión)	Financiera	Contribuir a la consecución de los objetivos de biogás agroindustrial establecidos en el PER y a los objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero	Sector del biogás y ganadero	En proyecto	2011 - 2020

17. Impulso de la formación en biogás del personal de las administraciones públicas	Blanda	Reducir los tiempos de concesión de permisos a plantas de biogás agroindustrial	Personal de administraciones públicas	En proyecto	2011 - 2020
18. Fomento de la creación de entidades de gestión de digestatos	Blanda	Facilitar la gestión como fertilizante de los digestatos generados en las plantas de biogás agroindustrial	Sector biogás	En proyecto	2012 - 2020
19. Crear una comisión técnica para el desarrollo de políticas relacionadas con el biogás	Blanda	Optimizar los esfuerzos que se están realizando desde distintos ámbitos de la Administración General del Estado para promover el desarrollo del sector del biogás	Sector biogás	En proyecto	2012 - 2020
20. Desarrollo de campañas de formación e información sobre las tecnologías de valorización energética y la gestión de los residuos	Blanda	Mejorar la percepción de la sociedad sobre estas instalaciones de valorización energética, reduciendo el efecto NIMBY (Not In My Backyard).	Sector valorización residuos (tanto productores como consumidores)	En proyecto	2011 - 2020
21. Análisis del ciclo de vida de las opciones de gestión de residuos para determinados flujos de residuos, comparándolas con la valorización energética	Blanda	Poner de manifiesto la necesaria internalización de	Sector valorización residuos (tanto productores como consumidores)	En proyecto	2012 - 2013

		costes del vertedero como opción de gestión de residuos			
22. Desarrollo de las metodologías de cuantificación de la fracción biodegradable y combustible de las distintas corrientes de residuos	Blanda	Determinar con precisión qué parte de la energía procedente de los residuos es de origen renovable	Sector valorización residuos (tanto productores como consumidores)	En proyecto	2012 - 2014
23. Desarrollo de un grupo de trabajo sobre valorización energética en el seno de la Comisión de Coordinación en materia de residuos	Blanda	La correcta aplicación de la jerarquía de gestión de residuos	Sector valorización residuos (tanto productores como consumidores)	En proyecto	2011 - 2020

Medidas específicas en el sector de los biocarburantes

Denominación y referencia de la medida	Tipo de medida (*)	Resultado esperado (**)	Grupo y/o actividad a la que se destina (***)	Existente o en proyecto	Fechas de inicio y final de la medida
1. Diseño e implantación de un esquema de control de la sostenibilidad para los biocarburantes y	Reglamentaria	Con la implantación de este sistema se pretende avanzar en el control de la sostenibilidad de los biocarburantes y los biolíquidos producidos y consumidos en España, de acuerdo con los requisitos	Toda la cadena de valor de los biocarburantes	Proyecto	2011-2020

biolíquidos.		de la normativa europea.			
2. Desarrollo de un mecanismo de seguimiento del mercado de grasas residuales	Blanda	Con esta propuesta se pretende dotar de mayor formalidad y transparencia al mercado de grasas de origen residual, lo que permitirá un mayor aprovechamiento de las mismas para la fabricación de biocarburantes con el consiguiente incremento de la presencia de materia prima nacional en este sector.	Industrias generadoras de residuos grasos	Proyecto	2012-2012
3. Realización de un estudio a escala nacional de evaluación de las emisiones de N2O ligadas al cultivo, y su influencia en los balances de GEI.	Blanda	El estudio debe servir para conocer los datos de emisiones especificados en los objetivos del mismo. Esta información será de utilidad para poder promover estrategias que aumenten la eficacia del N en estos cultivos (por ejemplo, evitar la sobrefertilización o ajustar el N a la demanda del cultivo). De esta manera se fomentará el uso de la materia prima de origen nacional para la fabricación de biocarburantes.	Todos los agentes del sector de los biocarburantes, en especial los ligados al sector agrícola	Proyecto	2011-2015
4. Elaboración e implantación de un sistema de aseguramiento de la calidad de los biocarburantes	Reglamentaria	Asegurar el control de calidad en los procesos de producción de biocarburantes, incrementando así la confianza en el uso de biocarburantes por parte de todos los agentes del sector.	Sector biocarburantes	Existente Proyecto	Desde 2008 2011-2014
5. Desarrollo de especificaciones técnicas para mezclas etiquetadas de biocarburantes	Reglamentaria	Dentro de los objetivos generales de incremento de la demanda de biocarburantes, esta propuesta debe contribuir al desarrollo del segmento de consumo que utilice mezclas altas de biocarburantes.	Sector de hidrocarburos	Proyecto	2011-2012
6. Desarrollo armónico del mercado español de los biocarburantes	Reglamentaria	En función de los resultados de dicho análisis, se pretende desarrollar un mecanismo que permita al mercado español un desarrollo armónico de las variables de la capacidad de producción y consumo de biocarburantes. Con ello se contribuye a acrecentar la independencia energética ya incrementar la seguridad de suministro.	Sector de hidrocarburos	Proyecto	2011-2011
7. Unificación de los listados de productos considerados como biocarburantes en las diferentes normativas que	Reglamentaria	Con esta propuesta se pretende evitar los problemas administrativos que pudieran surgir como consecuencia de la actual existencia de listados diferentes de biocarburantes en distintos	Sector de hidrocarburos	Proyecto	2011-2011

afectan al sector		instrumentos jurídicos de aplicación en el sector.			
8. Creación de un Programa Nacional de Desarrollo Tecnológico en Biocarburantes	Reglamentaria	Diversificar la oferta de biocarburantes, tanto los producidos mediante procesos convencionales como los de nueva generación, mediante la innovación tecnológica y la cooperación de todos los agentes implicados en el sector.	Sector biocarburantes	Proyecto	2012-2020
9. Establecimiento de una obligación de comercialización de mezclas etiquetadas de biocarburantes en estaciones de servicio	Reglamentaria	Esta propuesta pretende contribuir al aumento de la demanda de biocarburantes y al fomento de la confianza entre los agentes del sector en lo relativo al uso de mezclas etiquetadas.	Estaciones de servicio	Proyecto	2012-2012
10. Establecimiento de una obligación de proporcionar información sobre las mezclas de biocarburantes garantizadas en vehículos nuevos	Reglamentaria	Esta propuesta está orientada a fomentar la demanda de biocarburantes. En la actualidad, la ausencia de esta información impide que se extienda entre los consumidores la confianza en estos productos.	Automoción	Proyecto	2012-2012
11. Adquisición por las administraciones de vehículos garantizados para el uso de mezclas etiquetadas de biocarburantes	Blanda	Esta propuesta constituye una acción ejemplarizante por parte de la administración con el fin de promover el aumento de la confianza de los consumidores finales en los biocarburantes e incrementar la demanda de estos productos.	Automoción	Proyecto	2012-2012
12. Aumento de la utilización de biocarburantes en las Fuerzas Armadas	Blanda	Con esta propuesta se pretende aumentar la demanda de biocarburantes e incrementar la seguridad e independencia energética en las Fuerzas Armadas.	Fuerzas Armadas	Proyecto	2011-2020
13. Definición explícita de los requisitos a cumplir por los establecimientos autorizados a realizar mezclas de biocarburantes	Reglamentaria	Esta propuesta está destinada a incrementar la confianza en el uso de los biocarburantes por parte de todos los agentes involucrados en su cadena de valor, garantizando que las mezclas de biocarburantes tienen la calidad requerida mediante la limitación de estas operaciones a los establecimientos que cuentan con los procedimientos necesarios para efectuarlas con los	Sector de hidrocarburos	Proyecto	2012-2012

		controles y la seguridad necesarios.			
14. Establecimiento de una obligación de uso de biocarburantes para concesiones de líneas de transporte	Reglamentaria	El objetivo de esta propuesta es contribuir al aumento de la demanda de biocarburantes	Automoción y transporte de viajeros por carretera	Proyecto	2012-2012

(*) Indíquese si la medida es (predominantemente) de naturaleza reglamentaria, financiera o «blanda» (por ejemplo, campaña de información).

(**) El resultado esperado ¿es un cambio de comportamiento, de la capacidad instalada (MW; t/año), de la energía generada (ktep)?

(***) ¿A qué tipo de público va destinada?: ¿inversores, usuarios finales, administraciones públicas, urbanistas, arquitectos, instaladores? ¿A qué actividad o sector se destina la medida? ¿Producción de biocarburante, uso energético de estiércol animal, etc.?

La aplicación de las medidas que suponen la dedicación de recursos económicos habrá de llevarse a cabo de forma compatible con las necesidades de ajuste y equilibrio presupuestario a las que debe atender la economía española.

4.2 Medidas específicas para cumplir los requisitos de los artículos 13, 14, 16 y de los artículos del 17 al 21 de la Directiva 2009/28/CE

4.2.1 Procedimientos administrativos y planificación espacial (artículo 13, apartado 1, de la Directiva 2009/28/CE)

La normativa nacional y, en su caso, regional, reguladora de los procedimientos de autorización, certificación, concesión de licencias y planificación espacial aplicable a las instalaciones de producción de energía y a las infraestructuras de transporte y distribución conexas.

En el ámbito industrial existe una normativa estatal que regula el sector eléctrico con carácter básico, a excepción, entre otras cuestiones, de la regulación de las autorizaciones y procedimientos cuya regulación corresponde a las Comunidades Autónomas con competencia en la materia.

El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (MITyC), a través de la Dirección General de Política Energética y Minas, elabora y publica en el Boletín Oficial del Estado y en su página Web (www.mityc.es) los procedimientos de autorización que aplican, entre otros, a las instalaciones de producción de energía. Por su parte, las Comunidades Autónomas (CC.AA.) son las responsables de la planificación autonómica, la cual queda debidamente publicada en los boletines oficiales de las mismas.

Este hecho provoca que, en principio, la regulación estatal que establece las autorizaciones y procedimientos previstos a nivel industrial para la implantación de estas instalaciones únicamente resulte de aplicación para aquellas instalaciones cuya autorización corresponde al Estado. Es decir, para las instalaciones de producción de energía eléctrica de más de 50 MW de potencia o se encuentren ubicadas en el mar, así como las instalaciones de producción de energía eléctrica de menos de 50 MW de potencia cuando la Comunidad Autónoma donde esté ubicada la instalación no cuente con competencias en la materia o cuando las instalaciones estén ubicadas en más de una Comunidad Autónoma.

En el resto de casos, a nivel industrial, se deberá estar a lo dispuesto en las respectivas Comunidades Autónomas en función de la ubicación de la instalación.

Pues bien, como se puede comprobar en las fichas individuales incluidas en el anexo, no todas las Comunidades Autónomas han regulado las autorizaciones industriales necesarias para la implantación de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable y los procedimientos de concesión de las mismas, resultando, en consecuencia, de aplicación supletoria en parte del territorio nacional las disposiciones estatales. En este supuesto se encuentran entre otras la Comunidad Autónoma de La Rioja y la Comunidad de Madrid.

Además, por lo que respecta a la ejecución de las instalaciones de producción de energía térmica a partir de fuentes de energía renovable, nos encontramos igualmente con una normativa estatal (Reglamento de Instalaciones Térmicas) que resulta de aplicación general en todas las Comunidades Autónomas, dado que la gran mayoría de éstas no han desarrollado este Reglamento (una excepción es la Comunidad de Madrid donde se ha realizado una regulación específica sobre la puesta en marcha de estas instalaciones).

Por lo que respecta a la normativa en materia urbanística, debemos señalar que ésta es una competencia propia de las Comunidades Autónomas, encontrándonos en todas ellas una regulación específica en la que se establecen las distintas autorizaciones que resultan necesarias para la ubicación de estas instalaciones y el procedimiento para su concesión.

Es más, como se puede comprobar en la ficha correspondiente del anexo al analizar las autorizaciones que corresponden al Estado español, la determinación de las autorizaciones urbanísticas que resultan necesarias en cada caso dependerá de la ubicación de la instalación, de tal forma que debemos estar a lo dispuesto en la regulación de cada Comunidad Autónoma, dado que en esta materia han ejercitado sus competencias todas las Comunidades Autónomas, excepto la de Islas Baleares.

En último lugar, y por lo que respecta con la normativa medioambiental, debemos indicar que, en virtud de lo dispuesto en la Constitución española, corresponde al Estado dictar la normativa básica, correspondiendo a las Comunidades Autónomas el desarrollo normativa de las disposiciones básicas en esta materia.

Pues bien, como se puede comprobar en las fichas individualizadas que se adjuntan en el anexo, en el ejercicio de esta facultad todas las Comunidades Autónomas han dictado normativa específica que regula las autorizaciones medioambientales que deben obtenerse para ejecutar las instalaciones objeto del presente estudio, resultando, igualmente de aplicación, la normativa básica del Estado dictada en esta materia.

Administración competente para la regulación de estos procedimientos

Como se ha adelantado en el apartado anterior, la configuración competencial derivada de la Constitución española, ha provocado que nos encontremos ante una pluralidad de Administraciones competentes para la regulación de estos procedimientos.

Así, a *nivel industrial* la Administración Estatal resulta competente, en virtud del artículo 149.1.13º y 25º de la Constitución española, para dictar la normativa básica en materia de energía. Si bien, el ejercicio de esta competencia no permite al Estado regular los procedimientos de autorización de las instalaciones cuando la competencia para la concesión de la misma dependa de las Comunidades Autónomas. De ahí, que en la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico se indique al regular las autorizaciones y procedimiento para la autorización de las instalaciones de generación de energía eléctrica que dichas disposiciones no tienen carácter de disposiciones básicas.

Por su parte, como se puede comprobar en las fichas individuales de cada Comunidad Autónoma que se adjunta en el anexo, en los Estatutos de Autonomía las Comunidades Autónomas han asumido la competencia sobre las instalaciones de producción, distribución y transporte de energía, así como la competencia para el desarrollo legislativo y de ejecución en materia de régimen energético.

A *nivel urbanístico*, el artículo 148.1.3º de la Constitución española establece que la competencia en materia de “ordenación del territorio, urbanismo y vivienda” puede ser asumida por las Comunidades Autónomas. Pues bien, como puede comprobar en las fichas individuales que se incluyen en el anexo, en los Estatutos de Autonomías de todas las Comunidades Autónomas se otorga en exclusiva esta competencia a las Comunidades Autónomas.

Por lo tanto, la regulación en esta materia se realizará por las respectivas Comunidades Autónomas.

En último lugar y a *nivel medioambiental*, debemos indicar que de conformidad con lo dispuesto en el artículo 149.1.23º de la Constitución española, corresponde al Estado dictar la normativa básica en materia de protección de medio ambiente.

Además, como se puede comprobar en las fichas individualizadas del anexo, los Estatutos de Autonomías de todas las Comunidades Autónomas han otorgado de forma concreta a éstas la competencia de desarrollo legislativo y ejecución en esta materia. De ahí que nos encontremos con normativa autonómica regulando bien los procedimientos de concesión de las autorizaciones que la normativa estatal exige para la implantación de estas autorizaciones, o bien nuevos requisitos o supuestos en los que se exige la obtención de estas autorizaciones, o bien la exigencia de nuevas autorizaciones (como sucede, entre otras, en la Comunidad Valenciana y Cataluña, donde se regula la figura de la “licencia ambiental” y la “comunicación ambiental” que no tienen correspondencia en la normativa básica estatal).

Determinar si está prevista la revisión de la normativa aplicable.

La mejora y actualización de la normativa aplicable es una constante del trabajo de todas las administraciones. Por otro lado, tanto a escala estatal como en determinadas Comunidades Autónomas existe normativa relativamente reciente en relación con estos asuntos, en especial en materia de industria.

Por ejemplo, a nivel estatal se ha aprobado recientemente el Real Decreto 198/2010 de 26 de febrero (publicado en el Boletín Oficial del Estado de 13 de marzo), por el que se adaptan determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico a lo dispuesto en la Ley 25/2009, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio.

A nivel autonómico podemos destacar el caso de la Comunidad Autónoma de Galicia, donde recientemente se ha dictado normativa industrial respecto de determinadas instalaciones.

Concretamente nos referimos a la aprobación de la Ley 8/2009, de 22 de diciembre, por la que se regula el aprovechamiento eólico en Galicia y se crean el canon eólico y Fondo de Compensación Ambiental y la Orden de 24 de febrero de 2010, que regula la aplicación, en la Comunidad Autónoma de Galicia, del Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios.

Igualmente, podemos destacar el caso de Cataluña, donde a nivel medioambiental se ha aprobado la Ley 20/2009, de 4 de diciembre, Prevención y control ambiental de las actividades que fue publicada en el Diario Oficial de la Generalitat de Cataluña el 11 diciembre de 2009, que sin embargo entrará en vigor el 11 de agosto de 2010 (D.F.3ª).

En último lugar, queremos destacar el caso de Castilla-La Mancha donde en la Ley 1/2007, de 15 de febrero, de Fomento de las Energías Renovables e Incentivación del Ahorro y Eficiencia Energética de Castilla-La Mancha, se recoge la intención de racionalizar los procedimientos administrativos de autorización de estas instalaciones.

La determinación de las autorizaciones, permisos y licencias que requiere la implantación de las instalaciones de producción de energía a partir de fuentes de energía renovable.

Como se ha establecido en las distintas fichas individuales del anexo, cada Comunidad Autónoma ha regulado de forma independiente las autorizaciones y permisos que desde el punto de vista industrial, urbanístico y medioambiental se requieren para la implantación de estas instalaciones, sin embargo, de forma genérica podemos indicar el esquema de autorizaciones que *grosso modo* se sigue en todas las Comunidades Autónomas.

De esta forma, a *nivel industrial* la normativa estatal exige para ejecutar y poner en marcha las instalaciones de producción de energía eléctrica de su competencia, la obtención de las siguientes autorizaciones:

- Autorización Administrativa del anteproyecto de la instalación.
- Aprobación del Proyecto.
- Acta de Puesta en Marcha de la instalación.

Este esquema que se deriva de la normativa estatal, se ha seguido de forma más o menos genérica en la normativa reguladora de las Comunidades Autónomas que han regulado el procedimiento de autorización de estas instalaciones, a excepción de los procedimientos de implantación de instalaciones eólicas.

Así es, en la mayoría de procedimientos regulados para la implantación de esta tecnología de producción de energía eléctrica se ha previsto la necesidad de la existencia de un Plan Eólico en el que se regule la implantación de estas actuaciones y que el proyecto a implantar haya sido seleccionado en una convocatoria pública.

Este es el caso de la Comunidad Valenciana, de la Comunidad Autónoma de Galicia, de Castilla La Mancha y de Extremadura, entre otras.

Además, a nivel nacional se exige que las instalaciones que deban inscribirse en el Registro de Instalaciones de Producción de Energía en Régimen Especial (entre otras las instalaciones que utilizan como energía primaria alguna de las energías no renovables, biomasa o cualquier tipo de biocarburante de potencia inferior a 50 MW), obtengan las siguientes autorizaciones:

- Condición de instalación acogida al régimen especial.
- Inscripción en el citado Registro.

Por último en relación con las autorizaciones industriales, ni la normativa estatal, ni la normativa autonómica requieren que las instalaciones de producción de energía térmica a partir de fuentes de energía renovable obtengan una autorización para su ejecución, siendo necesario únicamente para su puesta en marcha.

Por su parte a *nivel urbanístico*, pese a la inexistencia de un procedimiento básico en la normativa estatal, la gran mayoría de Comunidades Autónomas exigen prácticamente el mismo tipo de autorización, aunque con diferente denominación.

Así, como se puede comprobar en las fichas individualizadas que se adjuntan en el anexo, la normativa de todas las Comunidades Autónomas requiere para la implantación de estas instalaciones la obtención de una licencia de obras, mediante la cual se comprueba que la instalación que se pretende ejecutar resulta conforme con las previsiones de planeamiento del municipio en el que se ubique.

A su vez, y para el caso de que estas instalaciones se sitúen en suelo no urbanizable, la gran mayoría de Comunidades Autónomas exige la obtención de una autorización específica mediante la cual se autorice de forma excepcional la utilización del suelo no urbanizable para este tipo de actividad.

En algunos supuestos se requiere además la tramitación de algún instrumento de planeamiento, generalmente como consecuencia de la ejecución de instalaciones eólicas (como sucede en la Comunidad Valenciana, Castilla-La Mancha, Galicia, etc.).

Por último, a *nivel medioambiental*, en aplicación de la normativa básica estatal, existen una serie de autorizaciones medioambientales que con carácter general se requieren en todo el territorio nacional para la implantación de estas instalaciones, en función de las características de la instalación. Esto se refiere a la necesidad de someter la autorización de estas instalaciones a un procedimiento de evaluación ambiental, exigiendo la obtención previa de la correspondiente Declaración de Impacto Ambiental, así como a la necesidad de obtener la correspondiente Autorización Ambiental Integrada.

Debido a la competencia que tienen las Comunidades Autónomas para el desarrollo legislativo de la normativa estatal en materia de protección del medio ambiente, algunas Comunidades han establecido mayores exigencias que las previstas en la normativa estatal, exigiendo la obtención de estas autorizaciones (en especial la Declaración de Impacto Ambiental) a una serie de instalaciones que según la normativa estatal no la requerirían.

Por otro lado, la implantación de estas instalaciones requiere la obtención de la correspondiente licencia de actividad. Sin embargo, en algunas Comunidades Autónomas esta licencia se ha suprimido, requiriéndose la obtención de una “Licencia Ambiental”, de una “Comunicación Ambiental” (en Cataluña y en la Comunidad Valenciana), o bien de la Calificación Ambiental (en Andalucía).

Administración competente para otorgar las autorizaciones, permisos y licencias necesarios para la implantación de estas instalaciones

Como se puede comprobar en las fichas individualizadas que se adjuntan en anexo, las Administraciones concretas a las que corresponde conceder las distintas autorizaciones son muy diversas, dado que el órgano concreto encargado de su concesión varía en cada una de ellas, sin embargo, en la gran mayoría si que se sigue el mismo esquema para determinar la Administración territorial competente para la concesión de las mismas (es decir, si la competencia corresponde a las Comunidades Autónomas o a las Entidades Locales), a excepción de las instalaciones cuya autorización compete a la Administración Estatal.

En efecto, con carácter general y sin perjuicio de las particularidades que se han indicado en las fichas individualizadas, debe señalarse que la normativa autonómica dictada en estas materias (esto es, industrial, urbanística y medioambiental) establece como Administraciones competentes para la concesión de estas autorizaciones las siguientes:

- A nivel industrial se establece con carácter general la competencia del órgano competente en materia de energía de la Comunidad Autónoma.
- A nivel urbanístico la Administración competente para conceder la licencia de obras es la municipal.

Sin embargo, de forma genérica la Administración competente para la concesión de la autorización excepcional en suelo no urbanizable corresponde a la Comunidad Autónoma. Excepcionalmente se concede la competencia en estos asuntos a los municipios, como es el caso de Cantabria, entre otras.

- A nivel medioambiental, con carácter general y sin perjuicio de las particularidades concretas de cada Comunidad Autónoma, la Administración competente para conceder la Declaración de Impacto Ambiental y la Autorización Ambiental Integrada es el departamento competente en materia de medio ambiente de la Comunidad Autónoma.

Por su parte, corresponderá a los municipios correspondientes la concesión de la licencia de actividad o permiso equivalente.

Como excepción genérica, cuando las instalaciones deben ser autorizadas por el Estado las autorizaciones industriales necesarias para su ejecución serán otorgadas por la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, salvo para la concesión del acta de puesta en marcha cuya competencia se atribuye a la dependencia de industria y energía de las Delegaciones o Subdelegaciones de Gobierno en las Provincias donde radique la instalación.

Asimismo, la concesión de la autorización industrial por parte del Estado conlleva que el órgano competente para la concesión de la Declaración de Impacto Ambiental sea el Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino. Sin embargo, el resto de autorizaciones y permisos que se requieren desde el punto de vista medioambiental y urbanístico serán concedidos por las Administración que corresponda según las previsiones de la normativa autonómica en la que se ubique la instalación.

Las medidas de información que se prevén en los procedimientos de concesión de estas autorizaciones, permisos y licencias

De forma general, y como se puede comprobar en las fichas individualizadas, en todos los procedimientos de autorización de estas instalaciones tanto a nivel estatal, como a nivel autonómico, se han establecido determinadas medidas de información con el fin de garantizar la puesta en conocimiento de los ciudadanos de la implantación de estas instalaciones.

Así a *nivel industrial* debe señalarse que en los procedimientos de aquellas instalaciones que requieren la obtención de una autorización previa a su ejecución se establece la necesidad de someter la solicitud a un periodo de información pública, así como a la necesidad de que la resolución sea publicada mediante anuncio en el Boletín Oficial correspondiente.

Es más, en algunos casos, generalmente en la implantación de instalaciones eólicas, se prevé la necesidad de realizar una convocatoria pública mediante la cual se asigne la potencia prevista en un plan sectorial o solicitada por los interesados, la cual, obviamente, debe ser sometida a información pública mediante los anuncios correspondientes en los Diarios y Boletines Oficiales.

Por su parte, a *nivel urbanístico*, las medidas de información pública únicamente se prevén en relación con la autorización excepcional de uso de suelo no urbanizable,

en cuyo caso la normativa autonómica ha previsto la obligación de que la solicitud se someta a información pública.

Sin embargo, en el procedimiento regulado para la obtención de las licencias de obras no se prevé la aplicación de ninguna medida de información.

En último lugar y por lo que respecta a las *autorizaciones medioambientales*, debemos señalar que tanto la normativa estatal, como la normativa autonómica, han regulado distintas medidas de información en el procedimiento de concesión de estas autorizaciones.

Así, con carácter general, la Evaluación de Impacto Ambiental deberá ser objeto de información pública, bien de forma conjunta con el proyecto sustantivo objeto del Estudio de Impacto Ambiental, o bien de forma individual cuando la normativa sectorial no prevea la información pública del proyecto. A su vez, se prevé la obligación de publicar la Declaración de Impacto Ambiental que en su día se emita.

Lo mismo sucede con la Autorización Ambiental Integrada, en cuyo procedimiento se ha previsto de forma concreta la obligación de que la solicitud sea objeto de información pública.

Asimismo, en las restantes autorizaciones medioambientales que establecen y regulan directamente la normativa autonómica (esto es, licencias de actividad, licencia ambiental, calificación ambiental, etc.), también se prevé la aplicación de medidas de información, como el sometimiento a información pública de las solicitudes presentadas, tal y como puede comprobarse en las fichas individualizadas que se adjuntan en el anexo.

Por último, y con relación a las medidas de información, debe señalarse que de forma general la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, reconoce a los ciudadanos el derecho a conocer en cualquier momento el estado de tramitación de los procedimientos en los que tengan la condición de interesados y obtener copias de documentos contenidos en ellos.

Igualmente, a nivel medioambiental, la Ley 27/2006, de 18 de julio, por la que se regulan los derechos de acceso a la información, de participación pública y de acceso a la justicia en materia de medio ambiente, se reconocen a los ciudadanos los siguientes derechos con relación al acceso a la información:

- A acceder a la información ambiental que obre en poder de las autoridades públicas o en el de otros sujetos en su nombre, sin que para ello estén obligados a declarar un interés determinado, cualquiera que sea su nacionalidad, domicilio o sede.
- A ser informados de los derechos que le otorga la Ley 27/2006 y a ser asesorados para su correcto ejercicio.
- A ser asistidos en su búsqueda de información.
- A recibir la información que soliciten.
- A recibir la información ambiental solicitada en la forma o formato elegidos.
- A conocer los motivos por los cuales no se les facilita la información, total o parcialmente, y también aquellos por los cuales no se les facilita dicha información en la forma o formato solicitados.

- A conocer el listado de las tasas y precios que, en su caso, sean exigibles para la recepción de la información solicitada, así como las circunstancias en las que se puede exigir o dispensar el pago.

Además, en esta disposición normativa se impone a las Administraciones públicas las siguientes obligaciones en materia de información ambiental:

- Informar al público de manera adecuada sobre los derechos que les otorga la Ley 27/2006, así como de las vías para ejercitar tales derechos.
- Facilitar información para su correcto ejercicio, así como consejo y asesoramiento en la medida en que resulte posible.
- Elaborar listas de autoridades públicas en atención a la información ambiental que obre en su poder, las cuales se harán públicamente accesibles.
- Garantizar que su personal asista al público cuando trate de acceder a la información ambiental.
- Fomentar el uso de tecnologías de la información y de las telecomunicaciones para facilitar el acceso a la información.
- Garantizar el principio de agilidad en la tramitación y resolución de las solicitudes de información ambiental.

Las medidas de coordinación entre las distintas Administraciones competentes, previstas en los procedimientos de concesión de estas autorizaciones, permisos y licencias

Tal y como puede comprobarse en las fichas individualizadas del anexo, en el que se realiza un análisis de los procedimientos previstos a nivel estatal y autonómico de los para la concesión de las autorizaciones, permisos y licencias necesarios para la ejecución de estas instalaciones de producción de energía a partir de fuentes de energía renovable, en la gran mayoría de supuestos se prevé la aplicación de distintos mecanismos de coordinación entre las distintas Administraciones afectadas por la actuación.

Entre los distintos mecanismos de coordinación que se establecen en los diferentes procedimientos en cada una de las regulaciones que existen y que se han analizado en detalle en las fichas individuales realizadas destacan las siguientes:

- En *materia industrial*, la normativa ha establecido mecanismos de coordinación en los procedimientos de autorización de las instalaciones que requieren la obtención de una autorización previa a su ejecución. Estos mecanismos consisten principalmente en la necesidad de obtener de forma previa a su aprobación la correspondiente Declaración de Impacto Ambiental.

Además, se establecen de forma genérica otros mecanismos de coordinación como son el traslado de las solicitudes a las distintas Administraciones afectadas por la actuación para que se pronuncien tanto sobre el Anteproyecto de la instalación, como acerca del propio Proyecto, presentando condiciones al mismo.

- En relación con las *autorizaciones urbanísticas*, los mecanismos de coordinación que ha previsto la normativa urbanística de las Comunidades Autónomas se establecen para la autorización excepcional en suelo no urbanizable. Así, cuando se requiere esta autorización, se establece que la misma debe ser previa a la concesión de la licencia de obras municipal.

Además, en estos casos la normativa también ha previsto mecanismos de coordinación con las autorizaciones medioambientales, impidiendo la concesión de esta autorización excepcional sin que previamente se haya obtenido la Declaración de Impacto Ambiental o el instrumento medioambiental que prevea la normativa de la Comunidad Autónoma correspondiente.

Tradicionalmente se ha condicionado el otorgamiento de la licencia de obras a la previa obtención de la licencia de actividad cuando ésta fuera necesaria. No obstante, se permite la concesión simultánea de estas licencias, o la renuncia del particular a la indemnización por no haberse otorgado la licencia de actividad y obtener directamente la de obras.

- En último lugar y por lo que respecta a las *autorizaciones ambientales*, tanto en la normativa estatal como en la autonómica se establece la necesidad de que determinadas autorizaciones ambientales se otorguen de forma previa a la concesión de las autorizaciones sustantivas (en este caso las autorizaciones industriales especificadas) y de las autorizaciones urbanísticas. En concreto, esta necesidad se establece en relación con la Declaración de Impacto Ambiental y con la Autorización Ambiental Integrada.

Además, en la tramitación de estas autorizaciones se prevé la emisión de informes por parte de las Administraciones afectadas por la actuación, entre ellas el propio Ayuntamiento (en concreto para las actividades que requieran Autorización Ambiental Integrada).

El resto de autorizaciones ambientales que se establecen a nivel municipal también prevé la aplicación de distintos mecanismos de coordinación, como son la necesidad de obtener un informe previo de otras Administraciones (generalmente la Administración Autonómica cuando se concede por las Corporaciones Locales), o como son la necesidad de tramitar de forma conjunta la autorización ambiental con la autorización urbanística (en el caso de las licencias de actividad y las licencias de obras).

Estos son en principio los principales mecanismos de coordinación descritos de forma genérica, ya que resultan prácticamente comunes para todas las Comunidades Autónomas. No obstante, en las fichas del Anexo se describen de forma individual los mecanismos que se aplican a cada uno de los procedimientos previstos para cada materia en cada una de las Comunidades Autónomas, así como en la normativa estatal.

La existencia de procedimientos específicos en función de la tecnología o la potencia de la instalación.

En las fichas del anexo se han analizado tanto los procedimientos específicos como los procedimientos generales que se han regulado para la concesión de las autorizaciones, permisos y licencias requeridos desde el punto de vista industrial, urbanístico y medioambiental para la construcción y puesta en funcionamiento de estas instalaciones.

En particular, tanto el Estado como las Comunidades Autónomas han regulado determinados procedimientos específicos a nivel industrial dependiendo de la potencia de la instalación o de la tecnología.

Concretamente y *con relación a la potencia instalada*, en la gran mayoría de supuestos se ha previsto un régimen simplificado para autorizar las instalaciones de producción de energía eléctrica en baja tensión. Además, en muchos supuestos esta autorización se limita a una mera comunicación, permitiéndose iniciar la actividad tras presentar la documentación correspondiente.

Por su parte, en *función de la tecnología*, cabe destacar la existencia de un procedimiento especial para la implantación de las instalaciones eólicas, del que disponen todas las Comunidades, salvo la de Madrid, Murcia y Andalucía. Por otro lado, y en lo relativo a las instalaciones eólicas marinas, a escala estatal se regulan sus autorizaciones y procedimientos de implantación mediante el Real Decreto 1028/2007.

Asimismo, en muchos de los procedimientos indicados se establece un procedimiento simplificado en función de la potencia de la instalación eólica que se vaya a instalar o de la finalidad de la misma (principalmente para usos experimentales y de investigación). Este es el caso de Canarias, Cataluña y Castilla y León entre otras.

Más allá de las especificidades en la tramitación de las instalaciones eólicas, otra de las tecnologías en las que se han previsto procedimientos específicos en muchas Comunidades Autónomas, es la solar fotovoltaica, en especial para el caso de que las instalaciones estén conectadas a la red eléctrica (como son los casos de Andalucía, Cantabria, Cataluña, etc.).

En otro orden de cosas, y como un hecho excepcional, ha de tratarse la regulación del procedimiento de implantación de instalaciones de generación de electricidad a partir de la biomasa forestal en Galicia, dado que es la única Comunidad en la que se ha regulado de forma concreta la implantación de esta tecnología.

En último lugar y en relación con las instalaciones de producción de energía térmica, el procedimiento previsto en la normativa estatal para la implantación de estas instalaciones en edificios no requiere que la instalación pase un procedimiento de autorización previo a su ejecución, limitándose a exigir una autorización para su puesta en funcionamiento, tal y como se puede comprobar en las fichas individuales realizadas adjuntas en el anexo.

Pues bien, a diferencia de lo que ocurre a nivel industrial, a nivel urbanístico y a nivel medioambiental no existen diferencias de procedimientos en función de la tecnología a instalar o en función de la potencia instalada, salvo en los supuestos de implantación de instalaciones eólicas, donde determinadas Comunidades Autónomas han establecido la obligación de tramitar un instrumento de ordenación territorial para regular su implantación. Excepción a este caso es la Comunidad Valenciana, donde existen procedimientos especiales a la hora de obtener las autorizaciones urbanísticas y medioambientales necesarias, en función de la potencia y de la tecnología de la instalación de producción de energía, tal y como se puede comprobar en la ficha correspondiente adjunta en el documento final.

El plazo para la obtención de las autorizaciones, permisos y licencias necesarios para la implantación de estas instalaciones

Con relación a este punto, las fichas individualizadas incluidas en el anexo describen de forma concreta el plazo que establece la normativa correspondiente para la

concesión de las distintas autorizaciones, permisos y licencias exigidos para la implantación y puesta en funcionamiento de estas instalaciones, así como el sentido del transcurso del plazo máximo legalmente establecido.

En aquellas situaciones en las que no se prevé de forma concreta el plazo para la concesión de las citadas autorizaciones, o cuando no se haya previsto el sentido del silencio, resultará de aplicación las previsiones de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común. De acuerdo con el artículo 42 de esta Ley, cuando las normas reguladoras de los procedimientos no fijen el plazo máximo que tiene la Administración para resolver, éste será de tres meses, contándose, en los procedimientos iniciados a solicitud del interesado, desde la fecha en que la solicitud haya tenido entrada en el registro del órgano competente para su tramitación.

Además, según lo dispuesto en el artículo 43 de la Ley 30/1992, cuando las normas reguladoras de los procedimientos no establezcan el sentido que tiene el transcurso del plazo máximo establecido para la resolución de la solicitud, se entenderá de forma genérica que el sentido del silencio es positivo, pudiendo, en consecuencia, los interesados entender estimadas sus solicitudes, salvo que mediante las mismas se adquieran facultades o derechos cuando se carezca de los requisitos esenciales para su adquisición.

Las tasas que, en su caso, se prevén como consecuencia de la solicitud de las autorizaciones, permisos y licencias necesarios para ejecutar y poner en funcionamiento estas instalaciones.

En relación con las tasas que las distintas Administraciones competentes para la concesión de las autorizaciones, permisos y licencias que se requieren para la ejecución y puesta en marcha de estas instalaciones, debemos señalar que en las fichas individualizadas adjuntas en el anexo se ha indicado de forma concreta cuando se requiere el pago de una tasa por la tramitación de estas autorizaciones, debiendo remitirnos a lo dispuesto en ellas para la mejor comprensión de este punto.

No obstante, de forma genérica podemos señalar que la regulación de estas tasas no resulta uniforme, pues en todas las Comunidades Autónomas no se exige una tasa por la tramitación de estas autorizaciones.

Es más, los importes en cada una de ellas resultan diferentes, pues en algunos casos se establece un importe fijo por la tramitación de una autorización, mientras que en otros se establece un importe que varía en función del importe de la maquinaria a instalar o del proyecto de ejecución material.

Normalmente, se devengan las tasas cuando se obtiene la licencia y no se liquida de no concederse la autorización.

Sin embargo, con independencia del importe que se establezca debemos señalar que, en virtud de la Ley de Haciendas Locales, el importe de las tasas por la prestación de un servicio o por la realización de una actividad no podrá exceder, en su conjunto, del coste real o previsible del servicio o actividad de que se trate o, en su defecto, del valor de la prestación recibida.

De tal forma, para la determinación de dicho importe se exige de forma general que se tome en consideración los costes directos e indirectos, inclusive los de carácter

financiero, amortización del inmovilizado y, en su caso, los necesarios para garantizar el mantenimiento y un desarrollo razonable del servicio o actividad por cuya prestación o realización se exige la tasa, todo ello con independencia del presupuesto u organismo que lo satisfaga. El mantenimiento y desarrollo razonable del servicio o actividad de que se trate se calculará con arreglo al presupuesto y proyecto aprobados por el órgano competente.

Por lo tanto, con independencia del importe que en cada caso se establezca, lo bien cierto es que todos ellos deberán ser proporcionales al coste real o previsible que conlleva la prestación del servicio que se solicita y que se grava con la imposición de una tasa.

Al margen de todo ello, y con independencia de las tasas, la implantación de estas instalaciones puede conllevar el pago de algún tributo o de un canon.

Así, de acuerdo con la Ley de Haciendas Locales, constituye el hecho imponible del Impuesto sobre Construcción, Instalaciones y Obras, la realización, dentro del término municipal, de cualquier construcción, instalación u obra para la que se exija obtención de la correspondiente licencia de obras o urbanística, se haya obtenido o no dicha licencia, siempre que su expedición corresponda al ayuntamiento de la imposición.

En consecuencia, con independencia de las tasas que se indica en las fichas individuales adjuntas en el anexo, debe resaltarse que en todos los casos la implantación de estas instalaciones conllevará el pago del citado impuesto, dado que para su construcción se requiere la obtención de la correspondiente licencia de obras.

Por último, señalar que en algunas Comunidades Autónomas se prevé el pago de un canon por la concesión de la autorización excepcional de uso del suelo no urbanizable, como sucede entre otras en Extremadura, Castilla-La Mancha y Comunidad Valenciana, donde se requiere el pago de un canon por la concesión de esta autorización.

La necesidad de formación específica para los gestores responsables de la tramitación de los procedimientos de autorización, certificación y concesión de licencias de las instalaciones de energía renovables

Con carácter general, esta necesidad se ha impuesto únicamente en relación con las autorizaciones industriales y solamente para determinadas instalaciones. Concretamente, esta exigencia se ha previsto para la autorización de la puesta en funcionamiento de las instalaciones térmicas, así como para las instalaciones de producción de energía en baja tensión, donde con carácter genérico se requiere que la documentación necesaria para la concesión de dicha autorización se elabore y presente por una empresa instaladora.

4.2.2 Especificaciones técnicas (artículo 13, apartado 2, de la Directiva 2009/28/CE)

Dentro de la Directiva 2009/28/CE, en el apartado 2 del artículo 13, se establece que, para que los equipos y sistemas de energías renovables puedan beneficiarse de

los sistemas de apoyo, éstos deberán cumplir con las especificaciones técnicas establecidas por los organismos europeos de normalización.

Infraestructura de la calidad y seguridad industrial en España

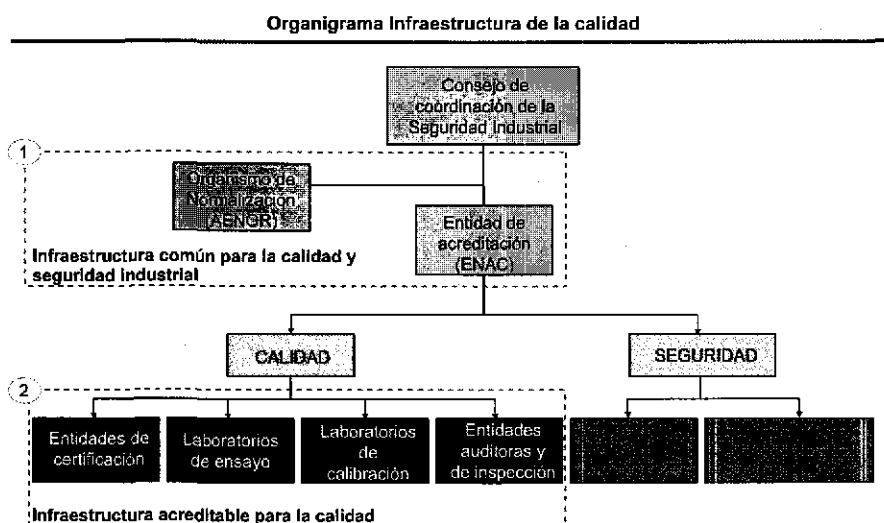
En la actualidad, estas especificaciones técnicas de equipos y sistemas de energías renovables se encuentran definidas por normas de calidad.

En España, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio es el encargado de revisar y adaptar la *infraestructura de la calidad y seguridad industrial* con objeto de establecer los agentes y mecanismos necesarios para la normalización y certificación de estas normas de calidad, no sólo para los equipos y sistemas de energías renovables, sino para otras actividades económicas.

Especificaciones técnicas

Identificación Organismos. Infraestructura común.

Los agentes que conforman la infraestructura común y acreditable de la calidad en España se dividen en organismos de normalización, organismos de acreditación y organismos evaluadores de la conformidad



Fuente: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio

En la actualidad, la infraestructura para la calidad y seguridad industrial en España está dirigida por el Consejo de coordinación de la Seguridad Industrial que es el órgano encargado de impulsar y coordinar los criterios y actuaciones de las Administraciones públicas en materia de seguridad industrial. Este órgano está regulado por el Real Decreto 251/1997, de 21 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento del Consejo de Coordinación de la Seguridad Industrial.

Dentro del Real Decreto 2200/1995, se clasifican a los agentes que intervienen en la Infraestructura de la calidad y seguridad industrial en tres grupos:

- Infraestructura común para la calidad y seguridad industrial.
- Infraestructura acreditable para la calidad.
- Infraestructura acreditable para la seguridad industrial.

Constituyen la *infraestructura común para la calidad y la seguridad industrial* las entidades y organismos que se encuadran en las siguientes categorías:

- *Organismos de normalización:* entidades privadas sin ánimo de lucro cuya finalidad es desarrollar en el ámbito estatal las actividades relacionadas con la elaboración de normas, mediante las cuales se unifiquen criterios respecto a determinadas materias y se posibilite la utilización de un lenguaje común en campos de actividad concretos. El Real Decreto 2200/1995 reconoce y designa a la *Asociación Española de Normalización y Certificación (AENOR)* a tal efecto.
- *Entidades de acreditación:* con los cometidos de realizar el reconocimiento formal de la competencia técnica de una entidad para certificar, inspeccionar o auditar la calidad, o un laboratorio de ensayo o de calibración y de verificar en el ámbito estatal el cumplimiento de las condiciones y requisitos técnicos exigidos para el funcionamiento de los Organismos de control y de los verificadores medioambientales. El Real Decreto 2200/1995 reconoce y designa a la *Entidad Nacional de Acreditación (ENAC)* a tal efecto.

Además, el Real Decreto 2200/1995 indica que constituyen la *infraestructura acreditable para la calidad* las entidades y organismos que se encuadren en las siguientes categorías:

- *Entidades de certificación,* con el cometido de establecer la conformidad de una determinada empresa, producto, proceso, servicio o persona a los requisitos definidos en normas o especificaciones técnicas.
- *Laboratorios de ensayo,* con el cometido de llevar a cabo la comprobación de que los productos industriales cumplan con las normas o especificaciones técnicas que les sean de aplicación.
- *Entidades auditoras y de inspección,* con el cometido de determinar si las actividades y los resultados relativos a la calidad satisfacen a los requisitos previamente establecidos, y si estos requisitos se llevan a cabo efectivamente y son aptos para alcanzar los objetivos.
- *Laboratorios de calibración industrial,* con el cometido de facilitar la trazabilidad y uniformidad de los resultados de medida.

Clasificación de sistemas y equipos de energías renovables

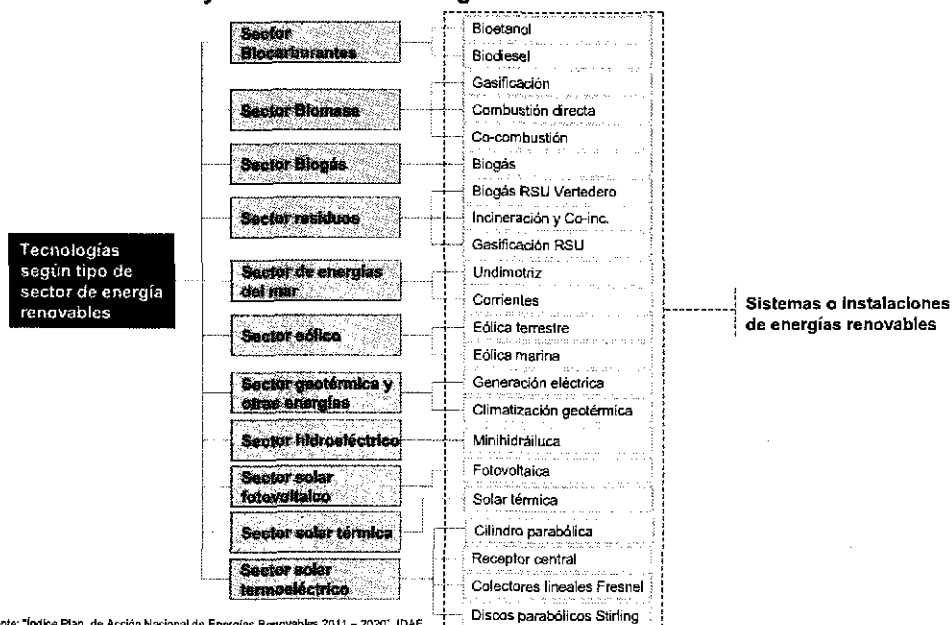
Por otro lado, con objeto de definir las *especificaciones técnicas* dentro del sector de las energías renovables, se ha estructurado una clasificación de las instalaciones o sistemas de energías renovables en fase comercial y de los equipos que conforman esos sistemas.

La clasificación de *sistemas de energías renovables* se ha realizado a partir de los sectores que se definen en el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables 2011-2020.

En este sentido, se ha definido un total de 22 sistemas de energías renovables que se encuentran en fase comercial.

Especificaciones técnicas
Identificación de sistemas y equipos

Atendiendo al tipo de energías renovable, las tecnologías renovables se han clasificado en 11 sectores distintos y 22 sistemas de energías renovables



Fuente: "Índice Plan de Acción Nacional de Energías Renovables 2011 - 2020", IDAE

Para determinar los *equipos* que serán objeto de análisis y caracterización de especificaciones técnicas, se han establecido una identificación de los principales equipos pertenecientes a cada sistema o instalación de energías renovables dentro de los sectores definidos en el PANER 2011 - 2020.

Del estudio realizado, los equipos principales identificados corresponden a un total de 150 equipos:

Especificaciones técnicas
Identificación de sistemas y equipos. Listado de equipos

Se han identificado un total de 150 equipos principales de los sistemas de energías que se encuentran en fase comercial, incluidas dentro del PANER 2011-2020, sobre los que se determinarán las especificaciones técnicas actualmente existentes (1/5)

Listado de equipos I

Sector Biocarburos		Sector Biomasa		
Bioetanol	Biodiesel	Gasificación	Combustión directa	Co-combustión
<ul style="list-style-type: none"> • Sitos de almacenamiento de materia prima • Molinos • Tanques • Liquefacción • Fermentación • Destilación • Decantadores • Tanques de almacenamiento de producto final 	<ul style="list-style-type: none"> • Sitos de almacenamiento de materia prima (aceites/metanol) • Reactores de transesterificación • Decantadores • Equipos de valorización de glicerina • Tanques de purificación de biodiesel • Tanques de almacenamiento de producto final 	<ul style="list-style-type: none"> • Trituradoras de materia prima • Sistema de trasiego • Molinos • Sitos de almacenamiento materia prima • Torres de refrigeración / Aerocondensadores • Gasificadores • Grupos motor alternador • Subestación eléctrica 	<ul style="list-style-type: none"> • Trituradoras de materia prima • Sistema de trasiego • Molinos • Sitos de almacenamiento materia prima • Calderas de vapor/ORC • Turbina • Torres de refrigeración / Aerocondensadores • Alternador • Subestación eléctrica 	<ul style="list-style-type: none"> • Trituradoras de materia prima • Sistema de trasiego • Molinos • Sitos de almacenamiento materia prima <p>(El resto de equipos necesarios forman parte de la central térmica de carbón preexistente)</p>

Especificaciones técnicas
Identificación de sistemas y equipos. Listado de equipos

Se han identificado un total de 150 equipos principales de los sistemas de energías que se encuentran en fase comercial, incluidas dentro del PANER 2011-2020, sobre los que se determinarán las especificaciones técnicas actualmente existentes (2/5)

Listado de equipos II

Sector Biogás		Sector Residuos	
Biogás	Biogás PMS de Vertedero	Incineración y Gasificación PMS	Gasificación PMS
<ul style="list-style-type: none"> • Sitos almacenamiento materia prima • Digestores anaeróbico • Equipos de lavado de gases • Unidades de enfriamiento de gases • Grupos motor alternador • Subestación eléctrica 	<ul style="list-style-type: none"> • Equipos de lavado de gases • Almacenamiento • Gasómetros • Esferas • Grupos motor alternador • Subestación eléctrica • Antorcha (unidad de combustión) 	<ul style="list-style-type: none"> • Equipos de limpieza de gases • Tolva-depósito de residuos • Trituradoras de materia prima • Sistema de traslado • Hornos de combustión • Depósito de cenizas <p>OPCIÓN GENERACIÓN ELÉCTRICA:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Caldera de vapor/ORC • Turbina • Torres de refrigeración / Aerocondensadores • Alternador • Subestación eléctrica 	<ul style="list-style-type: none"> • Equipos de lavado de gases • Tolva-depósito de residuos • Trituradoras de materia prima • Sistema de traslado • Gasificadores • Torres de refrigeración / Aerocondensadores • Grupos motor alternador • Subestación eléctrica

Especificaciones técnicas
Identificación de sistemas y equipos. Listado de equipos

Se han identificado un total de 150 equipos principales de los sistemas de energías que se encuentran en fase comercial, incluidas dentro del PANER 2011-2020, sobre los que se determinarán las especificaciones técnicas actualmente existentes (3/5)

Listado de equipos III

Sector de energías del mar		Sector eólico	
Underswells II	Ondulantes II	Eólica terrestre	Eólica marina
<ul style="list-style-type: none"> • Conversor de energía • Alenador de superficie (Pelamis) • Absorbador puntual (Boya) • Columna de agua oscilante (OWS) • Sistemas de anclaje • Cables submarinos • Equipos de señalización y balizamiento • Subestación eléctrica 	<ul style="list-style-type: none"> • Conversor de energía • Turbina axial horizontal • Turbina axial vertical • Venturi • Oscilante • Sistemas de anclaje • Sobre lecho • Sistema flotante • Cables submarinos • Equipos de señalización y balizamiento • Subestación eléctrica 	<ul style="list-style-type: none"> • Aerogeneradores • Torres • Alternador • Subestación eléctrica 	<ul style="list-style-type: none"> • Aerogeneradores • Torres • Alternador • Cables submarinos • Subestación eléctrica • Equipos de señalización y balizamiento

Notas: 1) Todas estas tecnologías están en fase de R+D+I incluso precomercial. La única tecnología en estado comercial es el aprovechamiento de la energía de las mareas.

Especificaciones técnicas

Identificación de sistemas y equipos. Listado de equipos

Se han identificado un total de 150 equipos principales de los sistemas de energías que se encuentran en fase comercial, incluidas dentro del PANER 2011-2020, sobre los que se determinarán las especificaciones técnicas actualmente existentes (4/5)

Listado de equipos IV

Sector geotérmica y otras energías		Sector hidroeléctrico
Generación eléctrica ¹⁾	Climatización Geotérmica	Minihidráulica
<ul style="list-style-type: none"> • Sondeos geotérmicos • Bombas de impulsión • Aireadores • Turbina de vapor • Condensadores • Torres de refrigeración • Compresores centrífugos • Generadores eléctricos • Subestación eléctrica 	<ul style="list-style-type: none"> • Sondeos geotérmicos • Bombas de calor • Intercambiadores de calor • Bombas de circulación 	<ul style="list-style-type: none"> • Compuertas • Tuberías forzadas • Turbinas hidráulicas • Generadores eléctricos • Subestación eléctrica

Notas: 1) La Generación Eléctrica se lista como información en el listado de tecnologías. Sin embargo no se analizan las normas debido a que la tecnología no se utiliza en España

Especificaciones técnicas

Identificación de sistemas y equipos. Listado de equipos

Se han identificado un total de 150 equipos principales de los sistemas de energías que se encuentran en fase comercial, incluidas dentro del PANER 2011-2020, sobre los que se determinarán las especificaciones técnicas actualmente existentes (5/5)

Listado de equipos V

Sector solar fotovoltaico		Sector solar térmica	Sector solar termoelectrico		
Fotovoltaicos	Solar térmica	Cilindro-parabólicos	Receptor central	Discos parabólicos Stirling	Colectores lineales Fresnel
<ul style="list-style-type: none"> • Módulos fotovoltaicos • Inversores • Seguidores • Acumuladores eléctricos (baterías) • Subestación eléctrica 	<ul style="list-style-type: none"> • Captadores solares • Acumuladores • Intercambiadores de calor • Bombas de circulación 	<ul style="list-style-type: none"> • Espejos cilindro-parabólicos • Seguidores • Tubos absorbentes • Tanques de almacenamiento térmico • Turbinas de vapor • Torres de refrigeración • Alternador • Subestación eléctrica 	<ul style="list-style-type: none"> • Heliostatos • Receptor central • Torre • Tanques de almacenamiento térmico • Turbina de vapor • Torres de refrigeración • Alternador • Subestación eléctrica 	<ul style="list-style-type: none"> • Espejos para disco parabólico • Estructura de sujeción de espejos • Estructura de brazo sistema concentrador y motor Stirling • Motor Stirling, alternador y radiador • Receptor y concentrador • Sistemas de control y orientación • Sistema hidrógeno • Sistema de almacenamiento electricidad • Subestación eléctrica 	<ul style="list-style-type: none"> • Espejos • Seguidores • Tubo absorbente • Tanques de almacenamiento térmico • Turbinas de vapor • Torres de refrigeración • Alternador • Subestación eléctrica

Caracterización de las especificaciones técnicas

La *caracterización de las especificaciones técnicas* se ha dividido en especificaciones técnicas de los sistemas de energías renovables y especificaciones técnicas de equipos que conforman los sistemas de energías renovables.

Las *especificaciones técnicas de los sistemas de energías renovables* son aquellas normas de calidad que deben ser cumplidas por las instalaciones en su conjunto. Estas especificaciones técnicas son de obligado cumplimiento debido a que sus normas de calidad han sido traspuestas dentro de la legislación vigente mediante Reales Decretos.

Para el análisis de estas especificaciones técnicas de sistemas de energías renovables se han clasificado en cuatro grupos distintos:

1. *Especificaciones técnicas de obra civil*
 - Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, Código Técnico de la Edificación
 - Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio, Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios
2. *Especificaciones técnicas de instalaciones eléctricas y de control*
 - Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e ITC's complementarias
 - Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09
 - Real Decreto 3275/1982, de 12 de Noviembre, del Mº de Industria y energía. B.O.E. 1-Diciembre-82. Corrección de errores. B.O.E. 18-Enero-83. Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas y centros de transformación
3. *Especificaciones técnicas de instalaciones mecánicas*
 - Real Decreto 2060/2008, de 12 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de equipos a presión y sus instrucciones técnicas complementarias
 - Real Decreto 379/2001, de 6 de abril por el que se aprueba el Reglamento de almacenamiento de productos químicos y sus instrucciones técnicas complementarias MIE-APQ-1, MIE-APQ-2, MIE-APQ-3, MIE-APQ-4, MIE-APQ-5, MIE-APQ-6 y MIE-APQ-7
 - Real Decreto 2267/2004, de 3 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de seguridad contra incendios en los establecimientos industriales
4. *Especificaciones técnicas de normativa ATEX*
 - Real Decreto 400/1996 (94/9/CE) - ATEX 100: sobre aparatos y sistemas de protección para uso en atmósferas explosivas
 - Real Decreto 681/2003 (1999/92/CE) - ATEX 137: Sobre protección de la Seguridad y la Salud de los trabajadores expuestos a los riesgos derivados de la presencia de atmósferas explosivas en el lugar de trabajo.

Para las especificaciones técnicas de los equipos de sistemas de energías renovables se han definido las *normas de calidad UNE* para los equipos identificados anteriormente.

En el caso de las tecnologías siguientes no se ha identificado *ninguna norma específica*:

- *Tecnología biodiesel:* Reactores de transesterificación, equipos de valorización de glicerina.
- *Tecnología bioetanol:* Torre de deshidratación.
- *Tecnología biomasa:* co-combustión: Molinos de carbón o de biomasa, trituradoras de materia prima (biomasa, madera).
- *Tecnología biogás:* Equipos de lavado de gases, unidades de enfriamiento de gases.
- *Tecnologías marina y eólica:* Equipos de señalización y balizamiento.
- *Tecnología termosolar:* Espejos, torre central.

4.2.3 Edificios (artículo 13, apartado 3, de la Directiva 2009/28/CE)

Dentro de la Directiva 2009/28/CE, el sector de la edificación representa un sector estratégico donde es vital establecer una serie de medidas que permitan fomentar la eficiencia energética y el uso de las energías renovables debido a que es un sector donde se registra un gran consumo energético.

En este sentido, los apartados 3, 4, 5 y 6 del artículo 13 de la Directiva 2009/28/CE establecen una serie de directrices encaminadas a que el sector de la edificación juegue un papel importante dentro del fomento de las energías renovables. Para ello, los Estados miembros deberán conseguir que:

- Los organismos administrativos locales y regionales velen por que se instalen equipos y sistemas para la utilización de electricidad, calor y frío a partir de fuentes de energía renovables, y para sistemas urbanos de calefacción o refrigeración, a la hora de planificar, diseñar, construir y renovar zonas industriales o residenciales.
- Las normas y códigos de construcción contengan las medidas apropiadas para aumentar la cuota de todos los tipos de energía procedente de fuentes renovables en el sector de la construcción.
- Los edificios públicos ya existentes que sean objeto de una renovación importante, a escala nacional, regional y local, desempeñen un papel ejemplar a partir del 1 de enero de 2012.
- Las normas y códigos aplicados al sector de la construcción sean un instrumento para fomentar la utilización de sistemas y equipos de calefacción y refrigeración a partir de fuentes renovables que permitan reducir notablemente el consumo de energía.

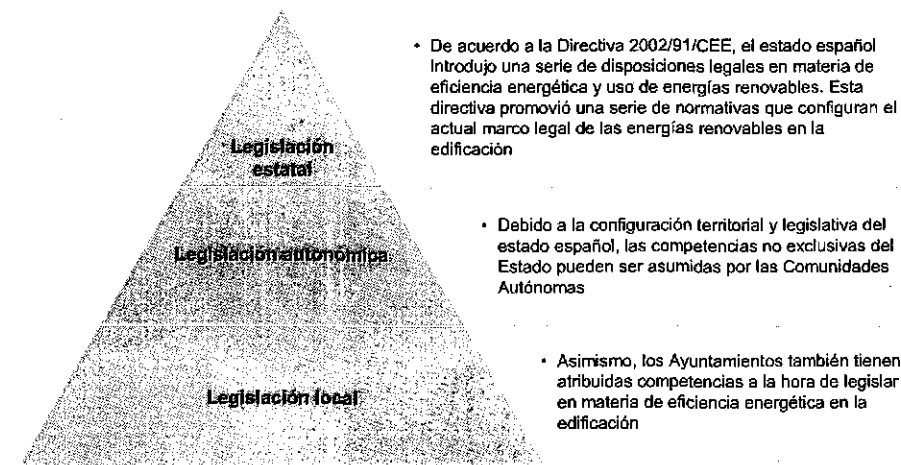
Organismos y legislación en materia de energías renovables en la edificación

En España, se lleva trabajando desde hace años para la consecución de estas directrices mediante el desarrollo de la legislación, tanto a escala nacional como autonómica y local, así como mediante la creación de organismos responsables de que se cumplan y se den a conocer las políticas energéticas establecidas.

En este sentido, la actual estructura legislativa en España permite legislar en materia de eficiencia energética y energías renovables en la edificación no sólo a la Administración Central, sino también a las Comunidades Autónomas y los Ayuntamientos, que tienen atribuidas competencias dentro de su ámbito territorial en esta materia.

La actual legislación en materia de energías renovables en la edificación se articula desde diferentes niveles y distintos estamentos dentro de la estructura legislativa

Estructura legislativa



Los *organismos nacionales* con competencias en materia legislativa en el campo de las energías renovables y el sector de la edificación son el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y el Ministerio de Fomento, éste último a través de la Secretaría de Estado de Vivienda y Actuaciones Urbanas.

Edificaciones
Identificación de organismos y normativa. Entes nacionales



A nivel nacional, los organismos con competencia en materia legislativa en el ámbito de la edificación y energías son el Ministerio de ITyC y el Ministerio de Fomento

Ámbito	Organismo dependiente	Actividades y Competencias	Proyectos significativos
 Nacional	Gobierno de España	<ul style="list-style-type: none"> Las competencias en materia de energía se delegan a la Secretaría de Estado de Energía: <ul style="list-style-type: none"> Elaboración de normas en materia energética y minera de acuerdo con legislación vigente Elaboración de propuestas sobre regulación de estructura de tarifas, precios de productos energéticos y peajes de acuerdo con legislación vigente Formulación de propuestas para conservación y ahorro de energía, fomento de energías renovables y desarrollo de nuevas tecnologías de carácter energético y minero Elaboración y, en su caso, aplicación de medidas dirigidas a asegurar abastecimiento energético 	Leyes vigentes <ul style="list-style-type: none"> Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.
 Nacional	Gobierno de España	En el campo de edificación el Ministerio tiene las siguientes líneas de actuación: <ul style="list-style-type: none"> Seguimiento de la Ley 38/1989 de ordenación de edificación, proponiendo mecanismos, reformas y actuaciones necesarias que permitan conseguir mayor eficacia en aplicación y desarrollo, en particular, de actuaciones normativas relacionadas con elaboración de Código Técnico de Edificación (CTE), puesta en marcha de mecanismos de apoyo previstos en este y su actualización permanente Elaboración de programas, en cooperación con agentes de edificación, que fomenten y regulen desarrollo sostenible en ámbito edificatorio Realización de actividades de certificación de calidad, de carácter reglamentario voluntario, de edificación y de vivienda, así como estudio y propuesta de concesión de autorizaciones de uso para elementos resistentes para pisos y cubiertas, de acuerdo con normativa vigente, sin perjuicio de funciones que corresponden a órganos colegiados Participación y seguimiento de actividades de certificación de conformidad y de evaluación de aptitud de empleo de materiales, equipos y sistemas innovadores utilizados en edificación y en vivienda 	Leyes vigentes <ul style="list-style-type: none"> Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios⁽¹⁾ Real Decreto 47/2007, de 18 de Enero, por el que se aprueba el Procedimiento básico para la certificación de eficiencia energética de edificios nueva construcción⁽¹⁾

Notas: 1) El RD 1027/2007 y RD 47/2007 son propuestas conjuntas entre los Ministerios de Industria Turismo y comercio y Ministerio de Fomento
Fuente: Ministerios de Industria, Turismo y comercio y Ministerio de Fomento; Idom análisis

Por otro lado, la *legislación española vigente a nivel nacional* en materia de eficiencia energética y energías renovables en la edificación surge como

transposición de la Directiva 2002/91/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo de 16 de abril de diciembre de 2002 relativa a la eficiencia energética de los edificios.

Como resultado de este proceso en España surgen una serie de *normas y códigos* que tratan de cubrir los requisitos que se establecen en la Directiva 2002/91/CE:

- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Real Decreto 47/2007, de 19 de Enero, por el que se aprueba el Procedimiento básico para la certificación de eficiencia energética de edificios de nueva construcción.
- Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios.

El Código Técnico de la Edificación (CTE) fue aprobado a través del Real Decreto 314/2006 (BOE 28/03/06). El CTE es el marco normativo que establece las exigencias que deberán cumplir los edificios en relación con los requisitos básicos de seguridad y habitabilidad establecidos en la Ley de Ordenación de la Edificación del CTE, los Documentos Básicos (DB) establecen de manera estructurada las exigencias que se indican en los objetivos de la ley y sus requisitos básicos. Estos Documentos Básicos definen las reglas técnicas que contienen la metodología de cálculo de las soluciones aceptable para cada uno de los tipos de instalaciones que contempla el Código, sin embargo, en ocasiones, se deja abierta la posibilidad de proponer otros medios diferentes para el cumplimiento del mismo como una alternativa a los establecidos.

Dentro de los siete Documentos Básicos del Código se encuentra el DB HE “Ahorro de energía”, cuyo requisito básico consiste en conseguir un uso racional de la energía necesaria para la utilización de los edificios, reduciendo a límites sostenibles su consumo y conseguir asimismo que una parte de este consumo proceda de fuentes de energías renovables.

El DB HE “Ahorro de Energía” está formado por cinco secciones, cada una con una exigencia básica, de las cuales HE4 hace referencia a la energía solar térmica y HE5 a la energía solar fotovoltaica. Con el CTE, los nuevos edificios y los rehabilitados deberán, entre otros requisitos energéticos, incorporar energía solar térmica y fotovoltaica. Para el caso de la tecnología solar térmica, se establece una contribución mínima de aportación energética dependiendo de la zona climática y la demanda de agua caliente sanitaria, mientras que para el caso de la energía solar fotovoltaica, se establece una contribución mínima de aportación de potencia eléctrica dependiendo de la tipología del edificio y zona climática.

Por otro lado, el *Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios* fue promulgado por el Real Decreto 1027/2007 del 20 de julio de 2007 e impulsado conjuntamente por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y el Ministerio de Fomento a través de la Secretaría de Estado de Vivienda y Actuaciones Urbanas. Su elaboración responde a la necesidad de transponer la directiva europea 2002/91/CE, de Eficiencia Energética de los Edificios, y la aprobación en España del Código Técnico de la Edificación de 2006. El nuevo reglamento, que es de obligado cumplimiento desde el 29 de febrero de 2008, deroga y sustituye al anterior Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios, en adelante RITE, aprobado por Real Decreto 1751/1998 y sus posteriores modificaciones del Real Decreto 1218/2002.

El Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios establece las exigencias de eficiencia energética y seguridad que deben cumplir las instalaciones térmicas en los edificios destinadas a atender la demanda de bienestar e higiene de las personas, durante su diseño y dimensionado, ejecución, mantenimiento y uso, así como determinar los procedimientos que permitan acreditar su cumplimiento.

El ámbito de aplicación de este Reglamento abarca las instalaciones fijas de climatización (calefacción, refrigeración y ventilación) y de producción de agua caliente sanitaria, destinadas a atender la demanda de bienestar térmico e higiene de las personas.

El reglamento consta de cuatro Instrucciones Técnicas donde se definen los aspectos técnicos necesarios para el desarrollo correcto de cada una de las fases de un proyecto de instalaciones térmicas.

- IT1 Diseño y dimensionado
- IT2 Montaje
- IT3 Mantenimiento y uso
- IT4 Inspecciones

En materia de energías renovables, dentro del artículo 12 - Eficiencia Energética, la exigencia técnica indica que las instalaciones térmicas deben diseñarse y calcularse, ejecutarse, mantenerse y utilizarse de tal forma que se reduzca el consumo de energía convencional de las instalaciones térmicas y, como consecuencia, las emisiones de gases de efecto invernadero y otros contaminantes atmosféricos, mediante la utilización de sistemas eficientes energéticamente, de sistemas que permitan la recuperación de energía y la utilización de las energías renovables y de las energías residuales. En este sentido, el RITE establece un requisito de utilización de energías renovables, por el cual las instalaciones térmicas aprovecharán las energías renovables disponibles, con el objetivo de cubrir con estas energías una parte de las necesidades del edificio.

A escala autonómica las competencias en materia de energías renovables están repartidas entre las distintas Consejerías y Departamentos de las Comunidades Autónomas. En este sentido, los *organismos autonómicos* con competencias en materia de energías renovables son:

- *Andalucía*: Dirección General de Industria, Energía y Minas.
- *Aragón*: Dirección General de Energía y Minas.
- *Asturias*: Dirección General de Minería y Energía.
- *Cantabria*: Dirección General de Industria.
- *Cataluña*: Dirección General de Energía y Minas, Instituto Catalán de Energía.
- *Castilla - La Mancha*: Dirección General de Industria, Energía y Minas.
- *Castilla y León*: Ente Regional de la Energía de Castilla y León.
- *Extremadura*: Dirección General de Ordenación Industrial y Política Energética.
- *Galicia*: Dirección General de Industria, Energía y Minas.
- *Islas Baleares*: Dirección General de Energía.
- *Islas Canarias*: Dirección General de Energía.
- *La Rioja*: Dirección General de Trabajo, Industria y Comercio y Dirección General para la Innovación.
- *Madrid*: Dirección General de Industria, Energía y Minas.
- *Murcia*: Dirección General de Industria, Energía y Minas.
- *Navarra*: Dirección General de Empresa.

- País Vasco: Viceconsejería de Industria y Energía.
- Comunidad Valenciana: Dirección General de Energía.

En materia de *legislación autonómica* pocas Comunidades Autónomas han legislado en el campo de las energías renovables en la edificación estableciendo niveles mínimos y zonas climáticas dentro de su área geográfica. En este sentido, sólo Cataluña ha establecido una normativa fijando este tipo de criterios dentro del sector de la edificación.

Por otro lado, otras Comunidades Autónomas sí que han legislado a nivel autonómico en materia de energías renovables dentro del sector de la edificación pero con la intención de regular aspectos como procedimientos administrativos, puntos de conexión a la red de baja tensión, etc.

En el ámbito de las medidas legislativas relativas a la cuota de energía procedente de las energías renovables en el sector de la edificación, en Cataluña está vigente *el Decreto 21/2006, de 14 de febrero, por el que se regula la adopción de criterios ambientales y de ecoeficiencia en los edificios*, donde se definen los niveles mínimos de aplicación de tecnología renovables y las zonas climáticas dentro de la Comunidad Autónoma.

En esta normativa autonómica se hace incidencia, en su artículo 4, en la necesidad de disponer de energía solar térmica para el calentamiento de ACS, donde se establece una contribución mínima de agua caliente sanitaria en función de la demanda del edificio y la zona climática.

Dentro del estado actual de las energías renovables en la edificación, dada la cantidad de municipios existentes en España, se ha limitado el alcance del estudio a una serie de *organismos locales* con normativa que pueda servir de referencia para el objeto y finalidad del Plan Acción Nacional de Energías Renovables. En este sentido, el alcance del Estudio se ha limitado a los siguientes Ayuntamientos:

- Ayuntamiento de Barcelona
- Ayuntamiento de Bilbao
- Ayuntamiento de Las Palmas de Gran Canaria
- Ayuntamiento de Madrid
- Ayuntamiento de Murcia
- Ayuntamiento de Sevilla
- Ayuntamiento de Valencia
- Ayuntamiento de Zaragoza

Con el fin de promover el uso de las energías renovables en la edificación, algunos ayuntamientos en España han promovido Ordenanzas para la incorporación, principalmente, de instalaciones solares en todo tipo de edificaciones de nueva construcción o en proceso de rehabilitación, ya sean edificios de viviendas, oficinas, instalaciones deportivas o hospitales.

En este sentido, para los municipios dentro del alcance de este estudio, se ha identificado la siguiente normativa a nivel municipal.



La gran mayoría de los ayuntamientos estudiados ha desarrollado ordenanzas en materia de energía solar térmica en la edificación

Los ayuntamientos de Madrid y Bilbao no cuentan actualmente con ninguna normativa propia

Ayuntamiento	Solar Térmica	Solar Fotovoltaica	Biomasa	Geotérmica	Minieólica	Biocombustibles
Barcelona	Ordenanza general de medio ambiente de Barcelona	Actualmente el servicio de Energía y Calidad Medioambiental del Ayuntamiento se encuentra desarrollando una ordenanza	No existe	No existe	No existe	No existe
Bilbao	No Existe. Se aplica el CTE H4	No Existe. Se aplica el CTE H5	No existe	No existe	No existe	No existe
Las Palmas de Gran Canaria	Ordenanza Municipal Para la incorporación de sistemas de captación y aprovechamiento de energía solar para usos térmicos	Ordenanza Municipal para la incorporación de sistemas de captación y aprovechamiento de energía solar fotovoltaica	No existe	No existe	Actualmente la Agencia Local de La Energía se encuentra desarrollando una ordenanza	No existe
Madrid	La Ordenanza Solar de Madrid fue derogada en Julio 2009. Actualmente se aplica el CTE H5	No Existe. Se aplica el CTE H5	No existe	No existe	No existe	No existe
Murcia	Ordenanza Municipal de Captación Solar	No Existe. Se aplica el CTE H5	No existe	No existe	No existe	No existe
Sevilla	Ordenanza para la Gestión Local de la Energía de Sevilla	No Existe. Se aplica el CTE H5	No existe	No existe	No existe	No existe
Valencia	Ordenanza Municipal sobre Captación Solar para Usos Térmicos	No Existe. Se aplica el CTE H5	No existe	No existe	No existe	No existe
Zaragoza	Ordenanza Municipal de Eficiencia y utilización de Energías Renovables en los edificios y sus instalaciones	No Existe. Se aplica el CTE H5	No existe	No existe	No existe	No existe

Planes de ahorro y eficiencia energética para edificios pertenecientes al sector público

Por otro lado, los Planes de ahorro y eficiencia energética en los edificios públicos tienen como objetivo establecer un programa de actuaciones concretas para las edificaciones perteneciente a la Administración Pública para reducir el consumo energético de sus instalaciones.

La Directiva 2006/32/CE del Parlamento Europeo, de 5 de abril, establece un nuevo marco normativo para la eficiencia en el uso final de la energía y los servicios energéticos. Dentro de esta Directiva, se le exige al sector público que desempeñe un papel ejemplarizante en la aplicación de medidas de ahorro y eficiencia energética y en la promoción y contratación de servicios energéticos.

Asimismo, este papel del sector público vuelve a reafirmarse en la Directiva 2009/28/CE relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, donde en el punto 5 de su artículo 13, se establece que los Estados miembros velarán por que los nuevos edificios públicos y los edificios públicos ya existentes que sean objeto de una renovación importante, a nivel nacional, regional y local, cumplan un papel ejemplar en el contexto de la presente Directiva a partir del 1 de enero de 2012”.

En este sentido, en España se lleva integrando, dentro de las políticas energéticas nacionales, los objetivos comunitarios en materia de ahorro y eficiencia energética. En la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España (E4) 2004-2012, aprobada por el Gobierno el 28 de noviembre de 2003, se definieron los ahorros potenciales y las medidas necesarias para materializar esos potenciales, con el objeto de mejorar el rendimiento energético de la economía española.

Para llevar a cabo las medidas establecidas, se desarrolló posteriormente el Plan de Acción 2005-2007 y el actual Plan de Acción 2008-2012, donde se resalta, dentro de alguna de las medidas, que las Administraciones Públicas deberán ejercer un papel ejemplarizante en materia de ahorro y eficiencia energética. En este sentido, la Administración General de Estado, como medida del Plan de Acción de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética de España, aprobó, a propuesta del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, el Plan de Actuación de la Eficiencia Energética en los Edificios de la Administración General del Estado (PAEE-AGE) y de sus organismos y sociedades dependientes.

A su vez, en líneas generales, la gran mayoría de las Comunidades Autónomas en España no han realizado hasta la fecha Planes específicos en materia de eficiencia energética en los edificios públicos pertenecientes a sus administraciones. Sin embargo, sí que han mostrado esa sensibilidad por gestionar el consumo energético de sus edificios públicos a través de medidas e iniciativas establecidas en sus Planes Energéticos a nivel autonómico u otros documentos estratégicos.

En la tabla siguiente, se resumen las principales actuaciones que se han llevado acabo a nivel nacional y autonómico:

**Edificaciones
Edificios Públicos. Medidas**

A nivel autonómico no existen planes específicos para edificios públicos, sin embargo la mayoría de CC.AA. hace referencia al tema en su plan energético y propone medidas

Ámbito geográfico	Plan/ legislación específica	Referencia en plan energético autonómico	Medidas/ programas previstos						Observaciones
			Centro de control energético	Gestor energético	Escuelas energéticas	Inst. EER en edificios públicos	Fomento/ fomento de energías renovables	Normativa autonómica	
Nacional	✓ PAEE - AGE	N.A.	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
Andalucía		✓	✓		✓	✓	✓	✓	Adicionalmente al plan existe la ley de fomento de EER y AEE
Aragón									Plan energético de Aragón no hace referencia a edificios públicos
Asturias					✓		✓	✓	"Plan de Asesoramiento Energético Municipal"
Cantabria		✓			✓	✓			
Cataluña	✓ Acuerdo, 24 de abril 2007			✓	✓	✓	✓		
Castilla - La Mancha		✓			✓	✓			Adicionalmente a plan existe la ley de fomento EER y promoción AEE
Castilla y León		✓					✓		
Extremadura		✓			✓		✓		
Galicia								✓	Programa E-SOL
Islas Baleares	✓ Acuerdo, 1 de noviembre 2003		✓		✓			✓	
Islas Canarias		✓			✓				
La Rioja									No existe ni plan, ni referencia a AEE en edificios públicos en otros documentos
Madrid									No se hace referencia a edificios públicos en el plan, sin embargo existe el CAEEM
Mérida						✓			Ley 10/2006, de 21 de diciembre, de EER y AEE de la Región de Murcia
Murcia		✓				✓			
País Vasco									Estrategia Energética Euzkadi 2010 menciona papel ejemplarizante
Comunidad Valenciana		✓			✓	✓	✓	✓	

Nota: 1) un centro de control energético se refiere a un instrumento para fomentar actuaciones de EER y AEE en edificios públicos autonómicos y municipales
2) un gestor energético se refiere a una persona que se asigna a un centro de consumo con un nivel mínimo de consumo para la gestión energética del mismo

Medidas de fomento de energías renovables en la edificación

El fomento de las energías renovables en el sector de la edificación representa una clara apuesta por mejorar la eficiencia energética dentro de este sector. En este sentido, las *medidas de fomento o apoyo* de este tipo de tecnología, dentro del sector de la edificación, son necesarias para que la implantación de las energías renovables se convierta en una realidad a través de una aportación energética significativa dentro del consumo energético que representa el sector de la edificación.

En este sentido, en España, la mayoría de medidas de fomento de energías renovables en el sector de la edificación se han ido estableciendo a través de los planes energéticos, tanto a nivel nacional como autonómico.

A escala nacional, las líneas maestras de las *medidas de apoyo* a las energías renovables en la edificación, se recogen principalmente en dos Planes: El Plan de Energías Renovables en España 2005-2010 y el Plan de Acción 2008-2012 (PAE4+).

Dentro del Plan de Energías Renovables en España 2005-2010, las medidas de apoyo que aplican a las energías renovables en la edificación se concentran en ayudas públicas a la inversión y primas a la generación de electricidad con fuentes de energías renovables.

Asimismo, en el Plan de Acción 2008-2012 (PAE4+) se establecen medidas de apoyo mediante la mejora de la eficiencia energética de las instalaciones térmicas existentes y la revisión de las exigencias energéticas en la normativa edificatoria.

La gran mayoría de las *Comunidades Autónomas* han establecido sus *medidas de fomento* de las energías renovables a través de sus Planes Energéticos. En ellos, se establece, a modo indicativo, cuales deberán ser las políticas a seguir por las Comunidades para alcanzar sus objetivos no solo de fomento de las tecnologías renovables y el ahorro y la eficiencia energética, sino del sector energético en general.

Una de las medidas más extendidas entre las distintas comunidades para el fomento de las energías renovables en la edificación son las ayudas públicas o incentivos para la inversión. En materia de las ayudas públicas e incentivos para la inversión, las respectivas Comunidades Autónomas son las encargadas del desarrollo de los programas de ayudas públicas, su preparación y convocatoria de bases reguladoras, gestión, tramitación y valoración técnica de expedientes, resolución de dichas ayudas, certificación y pago de las mismas, incluyendo el régimen de control, y, en su caso, el de reintegro y sancionador.

Para la obtención de los fondos necesarios para llevar estas políticas de incentivos, las Comunidades Autónomas han establecido convenios con el Instituto para la Diversificación y Ahorro Energético (IDAE) para el desarrollo de los Planes de Acción Nacionales, así como de las partidas presupuestarias establecidas por los propios Gobiernos Autonómicos.

Por otro lado, algunas Comunidades Autónomas, se han suscrito a programas de ámbito europeo con el objeto de fomentar las energías renovables dentro de sus ámbitos geográficos. En este sentido, se puede mencionar la iniciativa del "Pacto de las Islas" en las que las comunidades de Canarias y Baleares se encuentran adscritas.

**Edificaciones
Medidas de Fomento**

Tanto a nivel nacional como Autonómico se han establecido un serie de medidas de apoyo a las energías renovables en la edificación (1/2)

Ámbito geográfico	Incentivos económicos	Desarrollo de normativa	Desarrollo de procedimientos administrativos	Solar térmica	Fotovoltaica	Ahorro y Eficiencia Energética	Biomasa	Cogeneración
Andalucía	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Aragón	✓	✓		✓	✓	✓		
Baleares	✓			✓		✓		
Canarias	✓			✓				
Cantabria	✓		✓	✓	✓	✓		✓
Castilla – La Mancha	✓		✓	✓	✓	✓	✓	
Castilla- León	✓	✓				✓		

**Edificaciones
Medidas de Fomento**

Tanto a nivel nacional como Autonómico se han establecida un serie de medidas de apoyo a las energías renovables en la edificación (2/2)

Ámbito geográfico	Incentivos económicos	Desarrollo de normativa	Desarrollo de procedimientos administrativos	Solar térmica	Fotovoltaica	Ahorro y Eficiencia Energética	Biomasa	Cogeneración
Cataluña	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
Comunidad Valenciana	✓	✓			✓	✓		
Extremadura	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Gafoia	✓							
La Rioja	✓							
Madrid	✓			✓	✓	✓	✓	
Murcia	✓			✓	✓	✓	✓	
Navarra	✓							
País Vasco	✓	✓				✓		
Principado de Asturias	✓	✓		✓	✓	✓	✓	✓

4.2.4 Disposiciones relativas a la información (artículo 14, apartados 1, 2 y 4, de la Directiva 2009/28/CE)

Otro aspecto que se destaca dentro de la Directiva 2009/28/CE, son los mecanismos que los Estados miembros deben disponer para que los agentes y/o grupos de interés relacionados con el sector de la energías renovables puedan tener acceso a la información sobre las medidas de apoyo y beneficios relacionados con este tipo de tecnologías.

En los apartados 1 y 2 del artículo 14 de la Directiva 2009/28/CE se destaca una serie de directrices encaminadas a que dentro del sector de las energías renovables se desarrollen mecanismos orientados a la información y formación de manera que:

- La información sobre medidas de apoyo se ponga a disposición de todos los agentes interesados, como los consumidores, constructores, instaladores, arquitectos y proveedores de sistemas y equipos de calefacción, refrigeración y electricidad y de vehículos que puedan utilizar energía procedente de fuentes renovables.
- El proveedor de los equipos y sistemas o bien las autoridades nacionales competentes faciliten información sobre los beneficios netos, el coste y la eficiencia energética de los equipos y sistemas utilizados para la producción de calor, frío y electricidad a partir de fuentes de energía renovables.

Medidas legislativas en materia de requisitos a la información

En este punto, sólo es de obligado cumplimiento en España la *difusión pública de las normas y leyes* emitidas por los organismos nacionales, autonómicos y locales con competencias en materia legislativa

En este sentido, la Constitución española de 1978 dispone en su artículo 9.3 que La Constitución garantiza la publicidad de las normas. Por lo tanto, es un imperativo legal la publicación de las normas y leyes, canalizándose dicha publicación a través de los boletines oficiales.

En este sentido, a nivel nacional, el Boletín Oficial del Estado (BOE), actualmente regulado por el Real Decreto 181/2008, de 8 de febrero, de ordenación del diario oficial «Boletín Oficial del Estado», es el órgano responsable de publicación de las leyes, disposiciones y actos de inserción obligatoria. Por tanto, las medidas de apoyo a las energías renovables establecidas a través de medidas legislativas deberán ser publicadas en el Boletín Oficial del Estado.

Por su parte, cuando las *subvenciones* se financien con cargo a *fondos de la Unión Europea*, resultarán aplicables, en cada caso, las normas comunitarias concretas y las normas nacionales de desarrollo o transposición de aquéllas, debiendo estar, por tanto, al caso concreto.

En este sentido, debemos destacar que, cuando las subvenciones se financien con Fondos FEDER, el Reglamento (CE) n° 1828/2006 obliga a la autoridad de gestión de las ayudas la redacción de un Plan de Comunicación.

Órganos responsables de la difusión de la información

En España, los *órganos responsables de la difusión de la información* abarcan el ámbito nacional, autonómico y local. A nivel nacional, esta actividad viene desempeñada por organismos públicos, como el Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (IDAE), Asociación de Agencias Españolas de Gestión de la Energía (EnerAgen), y las asociaciones sectoriales de las diferentes energías.

Por otro lado, a nivel autonómico, la labor de difundir la información relativa a medidas de apoyo y beneficios de las energías renovables recae, principalmente, sobre las Agencias de Energía.

Medidas de difusión de la información

En España, las principales disposiciones a la información a nivel nacional se encuentran previstas en el *Plan de Energía Renovable 2005-2010* y en el *Plan de Acción 2008-2012 de Ahorro y Eficiencia Energética*, en los que se establecen toda una serie de ayudas públicas y de medidas de comunicación, información y concienciación de los ciudadanos en relación con los planes de ahorro de energía y fomento de energías renovables.

Para la consecución de los objetivos que se establecen en estos Planes, se ha diseñado una serie de medidas de difusión de la información enfocadas a dar a conocer las medidas de apoyo y beneficios de los sistemas y equipos de energías renovables. En este sentido, a nivel nacional, destaca la actividad realizada por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, IDAE que es el organismo encargado, en coordinación con la Comunidades Autónomas, de gestionar las medidas y fondos destinados para ambos Planes, así como a la ejecución de campañas de formación y sensibilización que contribuyan a la construcción de un nuevo modelo energético.

Por otro lado, recientemente se ha ido extendiendo y potenciando el papel de las Asociaciones Sectoriales y las Agencias de Energías donde, entre muchas de sus competencias, destacan las actividades correspondientes a la divulgación de la información y sensibilización de uso de la energías renovables.

Con todo ello, las principales medidas de difusión de la información realizadas por los organismos nacionales, autonómicos y locales durante el año 2009 y 2010 se podrán clasificar en cinco grupos:

- *Publicaciones oficiales:* todas aquellas normas y leyes publicadas a través del Boletín Oficial de Estado y Boletines Oficiales Autonómicos.
- *Formación:* se recogen todas aquellas actividades relacionadas con la formación encaminada a aumentar y adecuar el conocimiento y habilidades de los profesionales del sector de las energías renovables.
- *Actos y jornadas:* se agrupan todas aquellas actividades vinculadas con la exposición o charlas sobre un área temática en particular destinada a interiorizar a los agentes interesados sobre experiencias del sector y/o proyectos presente y futuros.
- *Manuales, informes y guías sectoriales:* Estos documentos pretenden ser herramientas de consulta práctica para la aplicación de buenas prácticas en materia de energías renovables dentro de los distintos sectores de la economía, pues están basados en la experiencia real de proyectos realizados en el sector empresarial.
- *Otros:* Dentro de este grupo se engloban todas aquellas actividades relacionadas con la difusión de la información, artículos escritos, notas de prensa, campañas publicitarias, páginas webs, etc.

Disposición a la información
Medidas de difusión de la Información

En todas las Comunidades tanto las agencias como las asociaciones dentro de sus competencias desarrollan la promoción de la E.E y de las fuentes de EE.RR (1/3)

Asociaciones	Formación	Actos y Jornadas	Manuales, Informes y Guías	Otros		
				Campañas de difusión	Notas de prensa	Web
IDAE Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía	✓	✓	✓	✓		✓
EnerAgent Asociación de Agencias de Gestión de la Energía	✓	✓	✓	✓		✓
AEBIG Asociación española de Biogás		✓			✓	✓
ASIT Asociación de la Industria Térmica		✓	✓		✓	✓
ASIF Asociación de la Industria Fotovoltaica		✓	✓		✓	✓
AEE Asociación Empresarial Eólica		✓			✓	✓
APPA Asociación de Productores de EE.RR			✓	✓		✓
AVEBIOM Asociación Española de Valorización de la Biomasa	✓	✓			✓	✓
AEVERSU Asociación Empresarial Valorización R.S.U	✓	✓	✓	✓	✓	✓

1 – 5 acciones 6 – 10 acciones
 11 – 15 acciones >15 acciones

Disposición a la información
Medidas de difusión de la Información

En todas las Comunidades tanto las agencias como las asociaciones dentro de sus competencias desarrollan la promoción de la E.E y de las fuentes de EE.RR (2/3)

CC.AA.	Formación	Actos y Jornadas	Manuales, Informes y Guías	Otros		
				Campañas de difusión	Notas de prensa	Web
Andalucía Agencia Energía de la Andalucía	✓	✓	✓	✓		✓
Cantabria Consejería de Medio Ambiente del Gobierno de Cantabria		✓				✓
La Rioja Agencia de Desarrollo Económico de la Rioja						✓
Navarra Departamento de Innovación, empresa y empleo Dirección General de Empresa Navarra						✓
Baleares Consejería de Comercio, Industria y Energía de Baleares		✓				
Asturias Fundación Asturiana de la Energía	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Aragón Departamento Industria, Comercio y Turismo						✓
Cataluña Instituto Catalán de Energía	✓	✓	✓	✓		✓

1 – 5 acciones 6 – 10 acciones
 11 – 15 acciones >15 acciones

Disposición a la información
Medidas de difusión de la información

En todas las Comunidades tanto las agencias como las asociaciones dentro de sus competencias desarrollan la promoción de la E.E y de las fuentes de EE.RR (3/3)

CC.AA.	Formación	Actos y Jornadas	Manuales, Informes y Guías	Otros		
				Campañas de difusión	Notas de prensa	Web
Canarias Instituto Tecnológico de Canarias		✓	✓		✓	✓
Comunidad Valenciana Agencia Valenciana de la Energía	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Galicia Instituto Enerxético de Galicia	✓	✓				✓
Castilla-La Mancha Agencia de Gestión de la Energía de Castilla-La Mancha	✓	✓	✓			✓
Castilla-León Ente Regional de la Energía de Castilla-León	✓	✓	✓			✓
Madrid Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid	✓	✓	✓		✓	✓
Extremadura Agencia Extremeña de la Energía	✓	✓	✓	✓		✓
Murcia Agencia Regional de la Gestión de la Energía de la Región de Murcia	✓					✓
País Vasco Ente Vasco de la Energía	✓	✓				✓

1 – 5 acciones 6 – 10 acciones
 11 – 15 acciones >15 acciones

4.2.5 Certificación de los instaladores (artículo 14, apartado 3, de la Directiva 2009/28/CE)

Otro de los objetivos que se persigue dentro de la Directiva 2009/28/CE es la implantación, en los Estados miembros, de sistemas de certificación o sistemas de cualificación equivalentes para instaladores de calderas y estufas de biomasa, sistemas solares térmicos y fotovoltaicos, sistemas geotérmicos superficiales y bombas de calor a pequeña escala. Además, estos sistemas de certificación deberán estar implantados en cada uno de los países miembros antes del 31 de diciembre de 2012.

En este sentido, actualmente en España, dentro del contexto a nivel nacional, los instaladores de dichos sistemas se pueden clasificar en dos grupos: los instaladores con cualificación profesional y los instaladores autorizados.

Instaladores con cualificación profesional

Los instaladores con cualificación profesional son instaladores que han acreditado sus competencias profesionales para ejercer las actividades de instalación y ejecución, adquiridas mediante acciones de formación profesional ocupacional y continua, programas de formación y empleo y contratos de aprendizaje. La ocupación de instalador con cualificación profesional está regulada por un *certificado de profesionalidad* a través del Real Decreto 34/2008, de 18 de enero, por el que se regulan los certificados de profesionalidad. Actualmente, los certificados de profesionalidad son competencia directa del Ministerio de Trabajo e Inmigración, Ministerio de Educación y organismos análogos a nivel de Comunidades Autónomas.

En España, en la actualidad, las cualificaciones y la formación profesional están reguladas por la Ley Orgánica 5/2002, de 19 de junio. El objeto de esta Ley, es la de ordenar un sistema integral de formación donde las acciones formativas estén programadas y desarrolladas dentro del marco del Sistema Nacional de Cualificaciones y Formación profesional (SNCFP).

Este SNCFP es un conjunto de instrumentos y acciones necesarias para promover y desarrollar la integración de las ofertas de la formación profesional, mediante el Catálogo Nacional de Cualificaciones Profesionales. Asimismo, busca promover y desarrollar la evaluación y acreditación de las correspondientes competencias profesionales, de forma que se favorezca el desarrollo profesional y social de las personas y se cubran las necesidades del sistema productivo. Dentro de este catálogo se recogen las cualificaciones profesionales correspondientes a los instaladores de instalaciones de energías renovables.

Para determinar las directrices del SNCFP, la Ley 1/1986, de 7 de Enero crea el Consejo General de Formación Profesional (CGFP) que más tarde fue modificada por La Ley 19/1997 configurando el nuevo Consejo como órgano consultivo de carácter tripartito, con la participación de las organizaciones empresariales y sindicales, así como de las Administraciones Públicas. Asimismo, el CGFP está adscrito al Ministerio de Trabajo e Inmigración y está concebido como el órgano especializado que asesora al Gobierno en materia de Formación Profesional.

Además, para dar apoyo al Consejo General de Formación Profesional en la consecución de los objetivos del Sistema Nacional de Cualificaciones y Formación Profesional, el Real Decreto 375/1999, de 5 de marzo creó el Instituto Nacional de las Cualificaciones (INCUAL) como instrumento técnico, dotado de capacidad e independencia de criterios. Asimismo, la Ley Orgánica 5/2002, de las Cualificaciones y de la Formación Profesional, atribuye al INCUAL la responsabilidad de definir, elaborar y mantener actualizado el Catálogo Nacional de las Cualificaciones Profesionales y el correspondiente Catálogo Modular de Formación Profesional. El órgano rector del INCUAL es el Consejo General de Formación Profesional, aunque depende orgánicamente de la Secretaría General de Educación (Ministerio de Educación), según lo fijado en el Real Decreto 1553/2004, de 20 de junio.

Certificación de instaladores
Identificación de organismos. Entes nacionales

Organismos nacionales con competencias en la certificación de instaladores a través del Sistema Nacional de Cualificaciones y Formación Profesional (SNCFP)

Ámbito	Organismos dependientes	Funciones
 Nacional	Gobierno de España Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales	<ul style="list-style-type: none"> Elaborar y proponer al Gobierno, para su aprobación, el Programa Nacional de Formación Profesional, dentro de cuyo marco las Comunidades Autónomas con competencias en la gestión de aquél podrán regular las características específicas para sus respectivos territorios. Evaluar y controlar la ejecución del Programa y proponer su actualización cuando fuera necesario, sin perjuicio de las competencias de las Comunidades Autónomas en este ámbito. Informar los proyectos de planes de estudios y títulos correspondientes a los diversos grados y especializaciones de formación profesional, así como las certificaciones de profesionalidad en materia de formación profesional ocupacional y, en su caso, su homologación académica o profesional con los correspondientes grados de formación profesional reglada, sin perjuicio de las competencias del Consejo Escolar del Estado en este asunto. Informar sobre cualesquiera asuntos que, respecto a formación profesional, pueda serle sometido por las Administraciones Públicas. Emisión de propuestas y recomendaciones a las Administraciones Públicas competentes en materia de formación profesional, especialmente las relacionadas con la ejecución del Programa Nacional de Formación Profesional. Proponer acciones para mejorar la orientación profesional, en particular las realizadas en el ámbito del Ministerio de Educación y Ciencia y del Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales. Evaluar y hacer el seguimiento de las acciones que se desarrollen en materia de formación profesional.
 Nacional	Gobierno de España Ministerio de Educación y Ciencia	<ul style="list-style-type: none"> Proponer el establecimiento y la gestión del Sistema Nacional de Cualificaciones Profesionales. Establecer criterios sobre los requisitos y características que deben reunir las cualificaciones. Establecer una metodología base para identificar las competencias profesionales y definir el modelo que debe adoptar una cualificación profesional para ser incorporada al Sistema Nacional de Cualificaciones Profesionales. Proponer un sistema de acreditación y reconocimiento profesional. Establecer el procedimiento que permita corresponsabilizar a las Agencias o Institutos de Cualificaciones de ámbito autonómico, así como a los agentes sociales. Fijar criterios sobre los métodos básicos que deben observarse en la evaluación de la competencia y sobre el procedimiento para la concesión de acreditaciones por las autoridades competentes. Proponer los procedimientos para establecer modalidades de acreditación de competencias. Desarrollar actividades esencialmente técnicas de la Formación Profesional, referidas tanto al ámbito nacional como al comúnitario. Facilitar las interrelaciones funcionales entre actividades formativas de los diferentes subsistemas de Formación Profesional, y de las titulaciones y certificaciones que generen, con los sistemas de clasificación profesional surgidos de la negociación colectiva. Realizar las tareas necesarias para el establecimiento de un marco de referencia de la programación general de todos los subsistemas; al tiempo, apoyar la tarea normativa y de reglamentación de la Formación Profesional. Proponer las medidas necesarias para la regulación del sistema de correspondencias, correlaciones y equivalencias entre los tres subsistemas de FP (reglada, ocupacional y continua), incluyendo la experiencia laboral. Apoyar la puesta en marcha y expansión del nuevo contrato para la formación. Mejorar el diseño y contenido de los certificados de profesionalidad; así, se facilitarán las homologaciones y correspondencias. Proponer, a través del Consejo General de Formación Profesional, la definición del alcance de los módulos de Formación Profesional Ocupacional, con vistas a su capitalización, mediante el correspondiente certificado de profesionalidad, para el trabajador que los curse. Realizar propuestas sobre la certificación de acciones de formación continua, en relación al Sistema Nacional de Cualificaciones, mediante su integración en el Sistema de Certificados Profesionales, tanto en términos jurídicos como operativos.

Fuente: Ley 19/1997, de 9 de Junio; Real Decreto 375/1999.

Actualmente dentro del CNCP, para cada cualificación profesional se recoge un conjunto de competencias profesionales con significación para el empleo que podrán ser adquiridas mediante formación modular u otros tipos de formación, así como a través de la experiencia laboral.

Algunas de estas cualificaciones profesionales acreditan a estos profesionales a ejercer la profesión de instaladores recogidos dentro del ámbito del PANER 2011-2020. En este sentido, se han identificado ocho cualificaciones profesionales para trabajar dentro del campo de los instaladores de caldera y estufas de biomasa, sistemas solares térmicos y fotovoltaicos, sistemas geotérmicos superficiales y bombas de calor a pequeña escala.

Conviene destacar, que salvo para los instaladores de sistemas solares térmicos y fotovoltaicos, el CNCP no recoge una cualificación profesional específica para calderas y estufas de biomasa, sistemas geotérmicos superficiales y bombas de calor a pequeña escala. Sin embargo, existen otras de ámbito más generalista que podrían encajar total o parcialmente dentro de las competencias necesarias para ejercer la profesión de instalador recogidas dentro del artículo 14, apartado 3 de la Directiva 2009/28/CE.

Por lo tanto, dentro del ámbito de los profesionales con competencias reconocidas para ejercer la actividad de instalador dentro del marco establecido por la Directiva 2009/28/CE, el CNCP recoge las siguientes cualificaciones profesionales:

Certificación de instaladores Certificación profesional. Cualificaciones profesionales

Cualificaciones profesionales con competencia reconocidas para ejercer la actividad de instalador dentro del marco establecido por la Directiva 2009/28/CE (1/2)

Referencias	Cualificación profesional	Competencia general	Unidades de competencia
<ul style="list-style-type: none"> Familia Profesional: Energía y Agua Nivel: 2 Código: ENA190 	Montaje y mantenimiento de instalaciones solares térmicas	Realizar el montaje, puesta en servicio, operación y mantenimiento de instalaciones solares térmicas, con la calidad y seguridad requeridas y cumpliendo la normativa vigente	UC0601_2: Replantear instalaciones solares térmicas UC0602_2: Montar captadores, equipos y circuitos hidráulicos de instalaciones solares térmicas UC0603_2: Montar circuitos y equipos eléctricos de instalaciones solares térmicas. UC0604_2: Poner en servicio y operar instalaciones solares térmicas UC0605_2: Mantener instalaciones solares térmicas
<ul style="list-style-type: none"> Familia profesional: Energía y Agua. Nivel: 2. Código: ENA261 	Montaje y mantenimiento de instalaciones solares fotovoltaicas	Efectuar el montaje, puesta en servicio, operación y mantenimiento de instalaciones solares fotovoltaicas con la calidad y seguridad requeridas y cumpliendo la normativa vigente	UC0835_2: Replantear instalaciones solares fotovoltaicas UC0836_2: Montar instalaciones solares fotovoltaicas UC0837_2: Mantener instalaciones solares fotovoltaicas
<ul style="list-style-type: none"> Familia Profesional: Energía y Agua Nivel: 3 Código: ENA264 	Organización y proyectos de instalaciones solares térmicas	Promocionar instalaciones, desarrollar proyectos y gestionar el montaje y mantenimiento de instalaciones solares térmicas controlando los resultados obtenidos, aplicando las técnicas y procedimientos requeridos en cada caso, optimizando los recursos humanos y los medios disponibles, con la calidad exigida, cumpliendo la legislación vigente y en condiciones de seguridad	UC0842_3: Determinar la viabilidad de proyectos de instalaciones solares UC0843_3: Desarrollar proyectos de instalaciones solares térmicas UC0847_3: Organizar y controlar el montaje de instalaciones solares térmicas UC0848_3: Organizar y controlar el mantenimiento de instalaciones solares térmicas
<ul style="list-style-type: none"> Familia Profesional: Energía y Agua. Nivel: 3. Código: ENA263 	Organización y proyectos de instalaciones solares fotovoltaicas	Promocionar instalaciones, desarrollar proyectos y gestionar el montaje y mantenimiento de instalaciones solares fotovoltaicas aisladas y conectadas a red, aplicando las técnicas y procedimientos requeridos en cada caso, optimizando los recursos, con la calidad requerida, cumpliendo la legislación vigente y en condiciones de seguridad	UC0842_3: Determinar la viabilidad de proyectos de instalaciones solares. UC0843_3: Desarrollar proyectos de instalaciones solares fotovoltaicas. UC0844_3: Organizar y controlar el montaje de instalaciones solares fotovoltaicas. UC0845_3: Organizar y controlar

Fuente: Real Decreto 1114/2007, de 24 de agosto, y Real decreto de 1228/2006, de 27 de octubre, por el que se complementa el Catálogo Nacional de Cualificaciones Profesionales

Certificación de Instaladores Certificación profesional. Cualificaciones profesionales

Cualificaciones profesionales con competencia reconocidas para ejercer la actividad de instalador dentro del marco establecido por la Directiva 2009/28/CE (2/2)

Referencias	Cualificación profesional	Competencia general	Unidades de competencia
<ul style="list-style-type: none"> Familia profesional: Instalación y Mantenimiento. Área Profesional: Frío y Climatización Nivel: 2. Código: IMAR0108 	Montaje y mantenimiento de instalaciones frigoríficas	Realizar el montaje, mantenimiento y reparación de instalaciones frigoríficas con la calidad requerida, cumpliendo con la legislación vigente y en condiciones de seguridad y de respeto al medioambiente.	UC0114_2: Montar instalaciones de refrigeración comercial e industrial. UC0115_2: Mantener instalaciones de refrigeración comercial e industrial.
<ul style="list-style-type: none"> Familia Profesional: Instalación y mantenimiento Nivel: 3 Código: IMAR0308 	Desarrollo de proyectos de redes y sistemas de distribución de fluidos	Desarrollar proyectos de redes y sistemas de distribución de fluidos, determinando sus características, elaborando los planos, planificando y especificando el montaje y protocolos de pruebas intermedias o finales requeridas para la recepción, a partir de un anteproyecto y de acuerdo a especificaciones técnicas, normas y procedimientos establecidos, asegurando la viabilidad del proyecto, la calidad, la seguridad y el respeto con el medio ambiente de estas instalaciones.	UC1278_3: Determinar las características de las redes y sistemas de distribución de fluidos. UC1279_3: Determinar las características de instalaciones eléctricas auxiliares de redes y sistemas de distribución de fluidos. UC1280_3: Desarrollar planos de redes y sistemas de distribución de fluidos
<ul style="list-style-type: none"> Familia Profesional: Instalación y Mantenimiento Área profesional: Frío Calor Nivel: 2 Código: IMAR0208 	Montaje y mantenimiento de instalaciones de climatización y ventilación-extracción	Realizar las operaciones de montaje, mantenimiento y reparación de instalaciones de climatización, ventilación-extracción y filtrado de aire, de acuerdo con los procesos y planes de montaje y mantenimiento, con la calidad requerida, cumpliendo con la normativa y legislación vigente, en condiciones de seguridad personal y medioambiental.	UC1158_3: Montar instalaciones de climatización y ventilación-extracción. UC1159_3: Mantener instalaciones de climatización y ventilación-extracción.
<ul style="list-style-type: none"> Familia Profesional: Instalación y Mantenimiento Nivel: 1 Código: IMAR0106 	Operaciones de fontanería y calefacción-Climatización Doméstica	Realizar la instalación de tuberías, preparando, cortando y uniendo tubos de diferentes tipos de materiales según el tipo de instalación, y montar y/o desmontar aparatos sanitarios, radiadores y aparatos de climatización de uso doméstico, con las condiciones adecuadas de calidad y seguridad, de acuerdo a las normas establecidas.	UC1154_1: Realizar la instalación de tuberías, preparando, cortando y uniendo tubos para la conducción de agua y desagües. UC1155_1: Realizar operaciones básicas de instalación y mantenimiento de aparatos sanitarios, radiadores y aparatos de climatización de uso doméstico

Fuente: Real Decreto 1302/2008, de 3 de febrero, y Real Decreto 1375/2008, de 26 de agosto, por el que se complementa el Catálogo Nacional de Cualificaciones Profesionales, mediante el establecimiento de cualificaciones profesionales de la familia profesional Instalación y Mantenimiento.

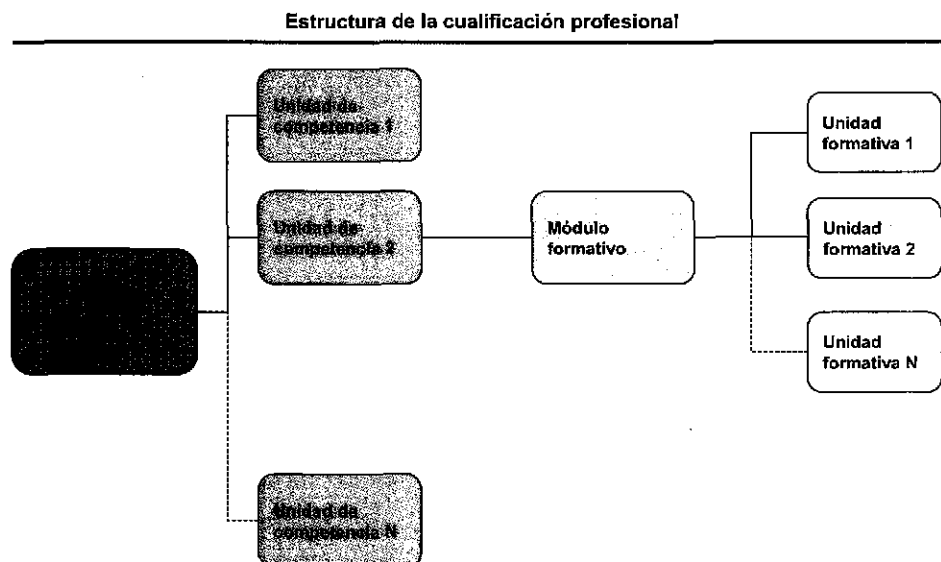
A cada cualificación se le asigna una competencia general, en la que se definen brevemente los cometidos y funciones esenciales del profesional.

En cada cualificación profesional se describen también el entorno profesional en el que puede desarrollarse la cualificación, los sectores productivos correspondientes, y las ocupaciones o puestos de trabajo relevantes a los que ésta permite acceder.

Cada una de estas unidades de competencia llevará asociada unos módulos formativos que están conformados por unidades formativas.

Certificación de instaladores
Sistemas de certificación. Estructura cualificación profesional

Los certificados de profesionalidad tienen asociados unidades de competencias, que contienen un módulo formativo que, a su vez, tiene asociadas unidades formativas



En el artículo 14 del Real Decreto 34/2008, de 18 de enero, se indica que los alumnos que deseen examinarse lo harán por módulos y en su caso por unidades formativas, de forma sistemática y continua, con objeto de comprobar el aprendizaje y la adquisición de las competencias profesionales.

La evaluación será realizada por los formadores que imparten las acciones formativas. Para obtener la acreditación de las unidades formativas a las que el alumno se presente, será necesario superar con evaluación positiva, en términos de apto o no apto, los módulos formativos asociados a cada una de ellas.

El centro que imparta los módulos formativos correspondientes a certificados de profesionalidad, deberá entregar, en un plazo no superior a tres meses, el acta de evaluación y de los documentos donde se reflejen los resultados de la misma al Registro de las Administraciones laborales.

Empresas Instaladoras³

Por otro lado, una *empresa instaladora* es toda persona física o jurídica que por sus conocimientos teórico-prácticos y de la normativa vigente, está autorizada para realizar los servicios y trabajos de un sector concreto (electricidad, climatización, fontanería, etc.). Las actividades profesionales correspondientes a ciertas instalaciones industriales están reconocidas a través de los carnés de instalador expedido por el órgano competente en materia de industria de las Comunidades Autónomas. El carné de instalador autorizado es una autorización administrativa necesaria para ejecutar, y en algunos casos diseñar, ciertas instalaciones industriales.

³ Empresa Instaladora según R.D, 249/2010 para instalaciones térmicas y R.D 560/2010 para instalaciones fotovoltaicas.

Dentro de los grupos de instaladores objeto de estudio del PANER 2011-2020, atendiendo a la normativa actual vigente, las empresas autorizadas se pueden dividir en dos grupos:

- a) Empresa instaladora habilitada cuyo ámbito de actuación profesional esté regulado por el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios y sus Instrucciones Técnicas, aprobados por Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio. Dentro de este grupo de instaladores habilitados estarían recogidas las instalaciones de calderas y estufas de biomasa, sistemas solares térmicos, sistemas geotérmicos superficiales y bombas de calor a pequeña escala. Todo este conjunto de sistemas de energía renovables se consideran instalaciones térmicas en los edificios dentro del Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio.
- b) Empresa instaladora cuyo ámbito de actuación profesional esté regulado por el Reglamento electrotécnico para baja tensión y sus Instrucciones Técnicas, aprobados por Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto. Dentro de este grupo de instaladores autorizados estarían recogidos los sistemas fotovoltaicos.

Dentro del grupo de *instalaciones térmicas* (instalaciones de calderas y estufas de biomasa, sistemas solares térmicos, sistemas geotérmicos superficiales y bombas de calor a pequeña escala), dependiendo del tamaño de la instalación, las funciones encomendadas al instalador habilitado pueden variar. Desde el punto de vista de la tramitación administrativa de una instalación térmica se pueden dar tres casos dependiendo de su tamaño:

- 1) No será preceptiva la presentación de documentación alguna, y por tanto no será necesaria la autorización administrativa cuando:
 - La potencia térmica nominal total de la instalación es inferior a 5kW.
 - Las instalaciones de ACS por medio de calentadores instantáneos, calentadores acumuladores, termos eléctricos cuando la potencia técnica nominal de cada uno de ellos por separado o de su suma sea menor a 70 Kw.
 - Los sistemas solares consistentes en un único elemento prefabricado.
- 2) En caso de que la potencia térmica este comprendida entre los 5 y los 70 kW, la instalación deberá ser diseñada, calculada, ejecutada y probada por un instalador habilitado o técnico competente, que será el responsable de la elaboración de una memoria técnica para su autorización administrativa, que se realizará de acuerdo con el procedimiento indicado por la Comunidad Autónoma, y se tramitará una vez finalizado el montaje de la instalación.
- 3) Las instalaciones de potencia térmica mayor de 70 kW, también deben ser ejecutadas por instaladores habilitados, si bien se requiere la elaboración de un proyecto previo y dirección de obra por parte de técnicos competentes (Ingenieros o Ingenieros Técnicos).

Para el caso de *instalaciones fotovoltaicas* ocurre algo similar. Según la ITC-BT-04 del Reglamento electrotécnico de Baja Tensión, dependiendo del tamaño de la instalación, se podrá requerir o no la implicación de un instalador autorizado (según lo dispuesto en el Real Decreto 560/2010, de 7 de mayo) en las distintas fases de un proyecto para una nueva instalación correspondiente a generadores o convertidores.

En este sentido, desde el punto de vista de la tramitación administrativa de una instalación fotovoltaica se pueden dar dos casos dependiendo de su tamaño:

- 1) En caso de que la potencia eléctrica sea inferior o igual a 10 kW, la instalación deberá ser diseñada, calculada, ejecutada y probada por una empresa instaladora o técnico titulado competente, que será el responsable de la elaboración de una memoria técnica de diseño (MTD) para su autorización administrativa, que se realizará de acuerdo con el procedimiento indicado por la Comunidad Autónoma, y se tramitará una vez finalizado el montaje de la instalación.
- 2) Las instalaciones de potencia eléctrica mayor de 10 kW, también deben ser ejecutadas por empresas instaladoras, si bien se requiere la elaboración de un proyecto previo y dirección de obra por parte de técnico(s) competente(s).

**Certificación de instaladores
Instaladores autorizados**

Principales agentes que intervienen en las distintas fases de desarrollo de proyectos de instalaciones térmicas e instalaciones fotovoltaicas

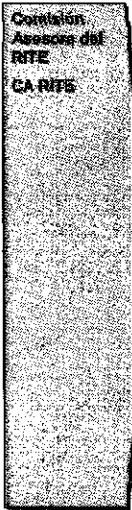
Tipo de instalación		1	2	3	4	5
		Diseño y diseño	Ejecución	Dirección de obra	Pruebas finales	Mantenimiento obligatorio
Instalaciones térmicas (1)	Instalación con potencia térmica comprendida entre 5 kW y 10 kW	Instalador habilitado o titulado competente	Instalador habilitado	No necesita	Instalador habilitado	Empresa habilitada
	Instalación con potencia térmica comprendida entre 10 kW y 50 kW	Instalador habilitado o titulado competente	Instalador habilitado	No necesita	Instalador habilitado	Empresa habilitada
	Instalación con potencia térmica mayor de 50 kW	Titulado competente (Ingeniero o Ingeniero Técnico)	Instalador habilitado	Titulado competente (Ingeniero o Ingeniero Técnico)	Instalador habilitado bajo supervisión del director de la obra	Empresa habilitada
Instalaciones fotovoltaicas	Instalación con potencia eléctrica inferior a 10 kW	Empresa instaladora	Empresa instaladora	No necesita	Empresas instaladora	Empresas instaladora
	Instalación con potencia eléctrica mayor de 10 kW	Titulado competente (Ingeniero o Ingeniero Técnico)	Empresa instaladora	Titulado competente (Ingeniero o Ingeniero Técnico)	Empresa instaladora bajo supervisión del director de la obra	Empresas instaladora

Nota 1) Instalaciones de calderas y estufas de biomasa, sistemas solares térmicos, sistemas geotérmicos superficiales y bombas de calor a pequeña escala
Fuente: Real Decreto 1027/2007, del 20 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios
Real Decreto 645/2002, del 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión

Por otro lado, en materia de instalaciones térmicas, el Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio establece la Comisión Asesora para las Instalaciones Térmicas de los Edificios como órgano nacional competente y colegiado de carácter permanente, que depende orgánicamente de la Secretaría General de Energía del Ministerio Industria, Turismo y Comercio. Asimismo, la Comisión Asesora del RITE le corresponde asesorar a los Ministerios competentes en materias relacionadas con las instalaciones térmicas de los edificios.

Por otro lado, el organismo nacional competente en materia de instalaciones eléctrica también es el Ministerio Industria, Turismo y Comercio.

Comisión Asesora del RITE

Ámbito	Organismos dependientes	Funciones	Organización de la Comisión
 Comisión Asesora del RITE	Secretaría General de Energía Ministerio de Industria, Turismo y Comercio	<ul style="list-style-type: none">Análisis de los resultados obtenidos en la aplicación práctica del Reglamento de instalaciones térmicas, proponiendo criterios para su correcta interpretación y aplicación.Recibir las propuestas y comentarios que formulen las distintas Administraciones Públicas, agentes del sector y usuarios y proceder a su estudio y consideración.Estudiar y proponer la actualización del reglamento, conforme a la evolución de la técnica.Estudiar las actuaciones internacionales en la materia, y especialmente las de la Unión Europea, proponiendo las correspondientes acciones.Establecer los requisitos que deben cumplir los documentos reconocidos del Reglamento de instalaciones térmicas en los edificios, las condiciones para su validación y el procedimiento a seguir para su reconocimiento conjunto por los Ministerios de Industria, Turismo y Comercio y de Vivienda, así como proponer a la Secretaría General de Energía su inclusión en el Registro General.	<ul style="list-style-type: none">La Comisión Asesora funcionará en Pleno, en Comisión Permanente y en Grupos de Trabajo.La Comisión conocerá, en Pleno, aquellos asuntos que, después de haber sido objeto de consideración por la Comisión permanente y los Grupos de Trabajo específicos, en su caso, estime el Presidente que deban serlo en razón de su importancia. Corresponderá al Pleno la aprobación del Reglamento de régimen interior. El Pleno se reunirá como mínimo una vez al año, por convocatoria de su Presidente, o por petición de, al menos, una cuarta parte de sus miembros.La Comisión Permanente, que se reunirá una vez al semestre, ejercerá las competencias que el Pleno le delegue, ejecutará sus acuerdos y coordinará los grupos de trabajo específicos. Estará compuesta por el Presidente, los dos Vicepresidentes y el Secretario. Además de los anteriores, y previa convocatoria del Presidente, asistirán a sus reuniones los vocales representantes del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, del Ministerio de Vivienda, del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (I.D.A.E.), cuatro representantes de las Comunidades Autónomas elegidos en el pleno y los directamente afectados por la naturaleza de los asuntos a tratar. Los Grupos de Trabajo se constituirán para analizar aquellos asuntos específicos que el Pleno les delegue, relacionados con las funciones de la Comisión Asesora. Podrán participar, además de los miembros de la Comisión Asesora, representantes de la Administración, de los sectores interesados, así como expertos en la materia. Serán designados por acuerdo de la Comisión Permanente, bajo la coordinación de un miembro de la misma.El funcionamiento de la Comisión Asesora será atendido con los medios de personal y de material de la Secretaría General de Energía.Para su adecuado funcionamiento, la Comisión aprobará su reglamento interno.

Fuente: REAL DECRETO 1027/2007, de 20 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios

La certificación del carné profesional no capacita al instalador, por sí solo, para la realización de dicha actividad profesional, sino que la misma debe ser ejercida en el seno de una *empresa instaladora* legalmente establecida e inscrita en el registro de empresas reglamentario de las Comunidades Autónomas.

Una empresa instaladora habilitada para la ejecución de instalaciones con calderas y estufas de biomasa, sistemas solares térmicos, sistemas geotérmicos superficiales y bombas de calor a pequeña escala se define como la persona física o jurídica que realiza el montaje, reparación y mantenimiento de las instalaciones térmicas dentro el ámbito del RITE, mientras que una empresa instaladora de sistemas fotovoltaicos se define como la persona física o jurídica que realiza el montaje, reparación y mantenimiento de las instalaciones eléctricas dentro el ámbito REBT.

Una vez que las empresas hayan cumplimentado los requisitos, el órgano de la Comunidad Autónoma competente, expedirá el correspondiente certificado de registro de la empresa instaladora autorizada.

Asimismo, cualquier empresa del ámbito de la Unión Europea que cumpla los requisitos establecidos para el ejercicio de la actividad profesional, podrá solicitar su inscripción en el *Registro de empresas instaladoras* o en el *Registro de empresas mantenedoras habilitadas* de instalaciones térmicas en la edificación, ante el órgano competente de la Comunidad Autónoma donde desee realizar su actividad.

**Certificación de instaladores
Registros de empresas autorizadas**

En nueve de las CC.AA. se publican listados de las empresas instaladoras autorizadas en su página web. En el resto de los casos se puede solicita a los organismos autonómicos el listado o información acerca de empresas autorizadas (1/2)

CC.AA.	Organismo autonómico	Registro	Listado publicado	Medio de publicación	Comentario
Andalucía	Dirección General de Industria, Energía y Minas	✓	no se publica	-	Listado de instaladores eléctricos se publica en la página web, para otras categorías el listado se tiene que solicitar por escrito en delegación de provincia de interés
Aragón	Dirección General de Energía y Minas	✓	✓	página web	
Asturias	Consejería Industria y Empleo	✓	✓	página web	
Cantabria	Dirección General de Industria	✓	no se publica		Listado se puede solicitar a la Dirección de Industria por escrito (no existe listado específico para categorías como sistemas solares térmicos y fotovoltaicos, sino para categorías como calefacción)
Castilla - La Mancha	Dirección General de Industria, Energía y Minas	✓	no se publica		Se puede pedir información específica sobre una empresa en las delegaciones provinciales pero no se publica listado general
Castilla y León	Dirección General de Industria	✓	no se publica		Se puede pedir listado de empresas instaladoras por escrito
Cataluña	Secretaría d'Indústria i Empresa	✓	no se publica		Se puede pedir información específica sobre una empresa
Extremadura	Consejería de Industria, Energía y Medio Ambiente	✓	no se publica		Se puede solicitar listado, explicando porque se necesita listado

Fuente: página web de organismos autonómicos, entrevistas telefónicas

**Certificación de instaladores
Registros de empresas autorizadas**

En nueve de las CC.AA. se publican listados de las empresas instaladoras autorizadas en su página web. En el resto de los casos se puede solicita a los organismos autonómicos el listado o información acerca de empresas autorizadas (2/2)

CC.AA.	Organismo autonómico	Registro	Listado publicado	Medio de publicación	Comentario
Galicia	Dirección Xeral de Industria, Energía e Minas	✓	✓	página web	
Islas Baleares	Direcció General d'Indústria	✓	✓	página web	
Islas Canarias	Consejería de Empleo, Industria y Comercio	✓	no se publica		Se puede solicitar listado por escrito, dirigiendo carta a Consejería de Empleo, Industria y Comercio
La Rioja	Dirección General de Industria	✓	no se publica		Se puede solicitar listado por escrito, dirigiendo carta a Dirección General de Industria (justificando necesidad)
Madrid	Dirección General de Industria, Energía y Minas	✓	✓	página web	
Murcia	Consejería de Universidades, Empresa e Investigación	✓	✓	página web	
Navarra	Departamento de Innovación, Empresa y Empleo	✓	✓	página web	
País Vasco	Dirección de Administración de Industria y Minas	✓	✓	página web	Se publica en la página web. Actualmente no está actualizado. Se puede pedir por listado actualizado
Comunidad Valenciana	Conselleria de Industria, Comerç e Innovació	✓	✓	página web	

Fuente: página web de organismos autonómicos, entrevistas telefónicas

4.2.6 Desarrollo de la infraestructura eléctrica (artículo 16, apartado 1 y apartados 3 a 6, de la Directiva 2009/28/CE)

La planificación de la red de transporte es un elemento fundamental para asegurar el suministro de la demanda; permitir la coordinación entre las diferentes políticas públicas en materia energética, ordenación del territorio y protección del medio ambiente; mantener y mejorar el sistema eléctrico mediante la vertebración racional de las redes, que permita la realización de las distintas actividades destinadas al suministro; integra la producción de energía renovable en línea con la política energética nacional y europea y, finalmente, informar a los agentes sobre la evolución prevista del sistema.

De conformidad con lo establecido en la Ley 54/1997, la planificación eléctrica, que debe ser realizada por el Gobierno con la participación de las comunidades autónomas, tendrá carácter indicativo salvo en lo que se refiere a la red de transporte. La parte indicativa de la planificación realiza previsiones sobre cómo evolucionará la demanda de energía eléctrica a medio plazo y el mix de generación que habrá de cubrir esa demanda. Para hacer estas previsiones, la planificación utiliza, entre otras cosas, las solicitudes de acceso de los distintos agentes del sistema (productores, distribuidores, etc.) por lo que en este sentido se tienen en cuenta las necesidades existentes.

En cuanto a la planificación vinculante, el procedimiento para su elaboración se encuentra regulado en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. Este procedimiento garantiza la participación de todos los sujetos del sistema eléctrico, así como de las comunidades autónomas y de los promotores de nuevos proyectos de generación, quienes podrán presentar propuestas de desarrollo durante los tres meses de consulta que se inician tras la publicación en el Boletín Oficial del Estado de la Orden de inicio del proceso de planificación. Una vez finalizado el proceso de consultas, se establece un periodo de seis meses para la elaboración de los estudios necesarios para la planificación, cuyos responsables son REE y ENAGÁS, como operador y gestor del sistema eléctrico, el primero, y como gestor técnico del sistema gasista, el segundo. Esta fase es seguida por la audiencia a las comunidades autónomas, la elaboración del plan de desarrollo de la red de transporte, la consulta a la CNE y finalmente la aprobación por el Consejo de Ministros.

Actualmente se encuentra en vigor la planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016, aprobada en mayo de 2008. Dado que la planificación se realiza con un horizonte temporal de 10 años y que se revisa cada cuatro, es necesario contar con instrumentos que permitan dar flexibilidad, de manera que puedan incorporarse a la misma las modificaciones necesarias que garanticen la adaptación de las infraestructuras de transporte a las necesidades de generación y demanda de cada momento. En este sentido, el Real Decreto 1955/2000 prevé la aprobación de Programas Anuales cuya finalidad es introducir en la planificación las variaciones puntuales y las actuaciones excepcionales que hayan podido surgir durante el año. A través de estos mecanismos se puede garantizar la atención de las necesidades de acceso de las centrales de generación. El último programa anual fue aprobado mediante la Orden ITC/2906/2010, de 8 de noviembre, por la que se aprueba el programa anual de instalaciones y actuaciones de carácter excepcional de las redes de transporte de energía eléctrica y gas natural.

Cumpliendo con los horizontes temporales incluidos en el Real Decreto 1955/2000, se está trabajando en un nuevo documento de planificación para el periodo 2012-2020 cuyo procedimiento fue iniciado con la publicación de la Orden ITC/734/2010, de 24 de marzo, por la que se inicia el procedimiento para efectuar propuestas de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica, de la red de transporte de gas natural y de las instalaciones de almacenamiento de reservas estratégicas de productos petrolíferos. Esta planificación abordará los cambios surgidos como consecuencia de la crisis económica y que no pudieron preverse en la planificación en vigor. En líneas generales, la nueva Planificación 2012-2020 seguirá apostando por la integración de nueva generación de origen renovable, cuya contribución en términos de energía vendrá a cubrir una parte importante de los incrementos de demanda eléctrica previstos hasta 2020. Se da cumplimiento con ello a la actual Ley de Economía Sostenible que obliga, entre otras cosas, a que la planificación vinculante se realice teniendo en cuenta la obligación de maximizar la participación de las energías renovables en la cesta de generación energética y en particular en la eléctrica.

Con el fin de coordinar los procesos administrativos de autorización de infraestructuras con la planificación, ésta última recoge una fecha de puesta en servicio prevista para cada una de las infraestructuras que incluye. El procedimiento de autorización de las infraestructuras de la red de transporte y distribución se encuentra actualmente regulado en la Ley 54/1997 y en el Real Decreto 1955/2000, que desarrolla la primera.

El futuro de las infraestructuras eléctricas se encuentra en las redes inteligentes, apoyadas éstas en las tecnologías de la información, un elemento de gran importancia para conseguir una gestión activa de la demanda. Esta gestión permitirá adecuar las curvas de oferta y demanda, con la consiguiente reducción de gastos estructurales necesarios para cubrir la demanda punta y del riesgo de vertido de energías renovables en horas valle, fundamentalmente eólica. Esto último es de especial importancia en España, que cuenta en la actualidad con un parque eólico conectado a la red de más de 20.000 MW y con una capacidad de intercambio con Europa muy reducida, tal y como se ha mencionado anteriormente.

Respecto a los pasos concretos previstos en relación al desarrollo de las redes inteligentes, Red Eléctrica de España (REE), el operador del sistema eléctrico español, ha remitido al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (MITyC), en diciembre de 2010, una propuesta de Planificación a 2020, la cual está todavía en proceso de discusión.

Al hilo de lo anterior, debe resaltarse la importancia que tiene para España el desarrollo de las conexiones internacionales con Francia ya que, además de servir para incrementar la seguridad de suministro, permitiría integrar un mayor volumen de renovables y aumentar los intercambios comerciales de electricidad con el resto de Europa, eliminando el status de isla energética. La Planificación en vigor recoge dos nuevas interconexiones con Francia, una por el Pirineo oriental y la otra por el Pirineo central. La primera de ellas corresponde a la línea eléctrica Santa Llogaia-Baixas, cuya solución técnica definitiva consiste en un doble circuito en corriente continua de 2.000 MW de capacidad, previéndose su entrada en funcionamiento en 2014. Esta interconexión permitirá alcanzar el objetivo gubernamental asumido por España y Francia de aumentar la capacidad de intercambio comercial hasta los 2.600 MW en el medio plazo. La segunda actuación se corresponde con el objetivo de largo plazo, también gubernamental, de alcanzar los 4.000 MW entre España y Francia, cubierto por la planificación vigente con una nueva línea por el Pirineo central. Sin

embargo, los estudios de viabilidad llevados a cabo recientemente llevarán a incluir en la futura planificación 2012-2020 un nuevo enlace en corriente continua de 2.000 MW desde el País Vasco a Francia por el Golfo de Bizkaia. Adicionalmente, se incluye la instalación de un desfasador en serie con la línea Arkale-Argia 220 kV, para maximizar la utilización de esta línea evitando sobrecargas, y los refuerzos internos necesarios para aprovechar al máximo las interconexiones mencionadas anteriormente.

En la tabla 7.1.3 se recoge la Capacidad Neta de Intercambio (NTC) futura en el horizonte 2020.

Tabla 7.1-3: Capacidad neta de intercambio futura, en MW

País	Intercambio	2011	2013	2015	2020
Francia	Importación	1.200-1.400	1.200-1.400	2.600-2.800	4.000
	Exportación	600-700	1.200-1.400	1.700-2.200	4.000
Portugal	Importación	1.600-1.700	2.700-3.000	3.000-3.200	3.200
	Exportación	1.600-1.900	2.000-2.800	3.000-3.200	3.200
Marruecos	Importación	600	600	600	600
	Exportación	700-900	700-900	700-900	700-900

Fuente: REE

Respecto a la forma en la que los operadores del sistema de transporte y distribución informan a los nuevos productores de electricidad procedente de fuentes de energías renovables, el proceso de acceso a la red de transporte está regulado entre el Real Decreto 1955/2000 (publicado en el año 2000) y los procedimientos de operación 12.1 y 12.2 (aprobados y publicados en 2005). Estos dos últimos, en los cuales se detalla el proceso, se pueden encontrar en la página web de Red Eléctrica de España (REE) - www.ree.es -, y fueron publicados mediante la “Resolución de 11 de febrero de 2005, de la Secretaría General de la Energía, por la que se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del sistema eléctrico”.

En lo referente a los costes de conexión, la normativa actual establece que los costes de conexión correrán a cargo del promotor, mientras que el transportista o distribuidor será el que asuma los costes de refuerzo o ampliación de la red de transporte o distribución, respectivamente, es decir, se aplica lo que la Decisión 2009/548/CE denomina el “enfoque limitado”. Estos últimos tienen garantizada la recuperación de la inversión a través de un sistema de retribución regulado por el Real Decreto 325/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008 y el Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica.

Finalmente, respecto a las normas relativas a la asunción y reparto de los costes de adaptación técnica de las redes, responde también el procedimiento de operación 12.1, en el cual se describe el reparto de costes y los avales que son necesarios para la construcción de los refuerzos. Asimismo, en el Real Decreto 1955/2000 queda descrito el proceso de planificación de la red (a partir del artículo 8). En el artículo

9, entre los principios generales del proceso de planificación se estipula que busca "la eliminación de restricciones que pudieran generar un coste global más elevado de la energía suministrada" y "la incorporación eficiente al sistema de nuevos generadores". Igualmente, en el procedimiento de operación 13.1 (publicado mediante la "Resolución de 22 de marzo de 2005, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba el Procedimiento de Operación 13.1 - Criterios de Desarrollo de la Red de Transporte - de carácter técnico e instrumental necesario para realizar la adecuada gestión técnica del Sistema Eléctrico") se describen los criterios técnicos que se deben utilizar en los estudios de planificación de la red de transporte, y se habla de la potencia mínima de generación para crear una nueva subestación.

4.2.7 Gestión de la red eléctrica (artículo 16, apartados 2, 7 y 8, de la Directiva 2009/28/CE)

Entre los derechos reconocidos por la Ley 54/1997 a los productores en régimen especial, dentro de los cuales se encuentran las centrales de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, se encuentran la prioridad en el acceso a las redes de transporte y de distribución de la energía generada por los mismos, siempre que se respete el mantenimiento de la fiabilidad y seguridad de las redes, y el derecho a incorporar su producción de energía al sistema percibiendo por ello la retribución que corresponda. Este último derecho podrá ser limitado temporalmente por el Gobierno por un periodo determinado, previo informe de las CCAA, quienes determinarán la cantidad de energía que podrá ser incorporada al sistema.

Por otra parte, el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial desarrolla los derechos anteriores, reconociendo el derecho de los productores en régimen especial a transferir al sistema, a través de la compañía eléctrica distribuidora o de transporte, según corresponda, su producción neta de energía eléctrica o energía vendida, siempre que técnicamente sea posible su absorción por la red.

Asimismo, el Anexo XI de dicho Decreto desarrolla el derecho de prioridad de acceso y conexión a la red estableciendo que siempre que se salvaguarden las condiciones de seguridad y calidad de suministro para el sistema eléctrico, y con las limitaciones que, de acuerdo a la normativa vigente, se establezcan por el operador del sistema o en su caso por el gestor de la red de distribución, los generadores de régimen especial tendrán prioridad para la evacuación de la energía producida frente a los generadores de régimen ordinario, con particular preferencia para la generación de régimen especial no gestionable a partir de fuentes renovables. Adicionalmente, se establece que, con el objetivo de contribuir a una integración segura y máxima de la generación de régimen especial no gestionable, el operador del sistema considerará preferentes aquellos generadores cuya adecuación tecnológica contribuya en mayor proporción a garantizar las condiciones de seguridad y calidad de suministro para el sistema eléctrico.

En el mencionado Real Decreto se define generación no gestionable como aquella cuya fuente primaria no es controlable ni almacenable y cuyas plantas de producción asociadas carecen de la posibilidad de realizar un control de la producción siguiendo instrucciones del operador del sistema sin incurrir en un vertido de energía primaria,

o bien la firmeza de la previsión de producción futura no es suficiente para que pueda considerarse como programa.

En caso de limitaciones en el punto de conexión derivadas de viabilidad física o técnica para expansión de la misma, o por la aplicación de los criterios de desarrollo de la red, este Decreto también reconoce, a los generadores de régimen especial a partir de fuentes de energía renovable, prioridad de conexión frente al resto de los generadores.

El artículo 31 del Real Decreto 2019/1997 obliga al Operador del Sistema a presentar para su aprobación por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (MITyC) los procedimientos de operación de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del sistema, quien resolverá previo informe de la Comisión Nacional de la Energía (CNE). En cumplimiento de lo anterior, existen en la actualidad una serie de Procedimientos de Operación relacionados con la generación en régimen especial conectada a las redes de transporte. Entre ellos se tratan temas como las solicitudes de acceso para la conexión de nuevas instalaciones a la red de transporte; los requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento, seguridad y puesta en servicio de instalaciones conectadas a la red de transporte; la respuesta frente a huecos de tensión, etc. Asimismo, en dichos procedimientos de operación, los cuales se pueden descargar de la página web del operador del sistema (www.ree.es), se encuentra información detallada sobre, entre otros, las medidas operativas relacionadas con la red y el mercado para minimizar las pérdidas de electricidad a partir de fuentes de energía renovables.

Igualmente, en relación a la forma en la que los operadores del sistema informan a la autoridad reguladora competente de las medidas preventivas y correctoras de cara a minimizar las pérdidas en la red, se debe añadir que en el ejercicio de las funciones de la Comisión Nacional de Energía, el cual es el ente regulador de los sistemas energéticos, se contempla la emisión de informes con carácter preceptivo sobre los asuntos que le sean remitidos por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, los cuales incluyen los diferentes Procedimientos Operativos elaborados por Red Eléctrica de España.

Respecto al estado actual de integración de las centrales generadoras de electricidad a partir de fuentes de energía renovables en el mercado eléctrico, sus obligaciones respecto a la participación en dicho mercado y las normas actuales para la facturación de las tarifas de transporte y distribución, existen cuatro procedimientos de operación que se recalcan a continuación y que están relacionados con la gestión del sistema eléctrico, y liquidación, integración y eficiencia de las energías renovables en el mismo (el detalle de los mismos se puede consultar en www.ree.es):

- P.O. 12.1 Solicitudes de acceso para la conexión de nuevas instalaciones a la red de transporte.
- P.O. 12.2 Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en servicio.
- P.O. 12.3 Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas.
- P.O. 14.8. Sujeto de liquidación de las instalaciones de régimen especial

De cara a facilitar esta integración, los requisitos técnicos necesarios están relacionados con:

- Capacidad de funcionamiento permanente y temporal en ciertos rangos de tensión y frecuencia.

- Control dinámico de la tensión durante las perturbaciones, al estilo de los AVR (Automatic Voltage Regulator) de los generadores convencionales, de manera que se inyecte cierta corriente reactiva durante los cortocircuitos. De este modo se asegura su contribución activa en el sostenimiento de las tensiones del sistema durante los cortocircuitos y la posterior recuperación de los mismos, evitando una profundización y extensión temporal de los huecos de tensión y contribuyendo a la estabilidad transitoria del sistema.
- Capacidad de regulación potencia-frecuencia y ciertos requisitos de control de potencia.

Igualmente, respecto a la implementación de la gestión de la demanda, la misma ha supuesto un cambio en la visión de la operación del sistema que ha venido actuando tradicionalmente del lado de la oferta y no sobre la demanda, la cual ha sido concebida de manera habitual como un factor predeterminado en el contexto del sistema eléctrico. Sin embargo, por razones de eficiencia, por la dificultad creciente en acometer nuevas infraestructuras de generación y red, así como por la voluntad de contribuir a la integración de la producción renovable no gestionable en las condiciones de calidad, fiabilidad y eficiencia requeridas, se deben analizar las posibilidades de implementar acciones sobre la demanda en los procesos de planificación y operación del sistema. Las distintas medidas de gestión de la demanda que pueden contribuir a lograr el efecto deseado se pueden agrupar en cuatro grandes bloques:

- El grupo “reducción del consumo” está encaminado a reducir de forma global la demanda de energía eléctrica, sin especificar en qué momentos se produce esta rebaja.
- Las medidas encuadradas en el bloque “desplazamiento del consumo de la punta al valle” buscan un desplazamiento permanente de las cargas desde la punta al valle logrando así la adecuación de la curva de la demanda a la de la oferta.
- El “llenado de valles” tiene como objetivo que la incorporación de las nuevas demandas del sistema se produzcan preferentemente durante los momentos de menor demanda.
- Los “mecanismos de reducción de puntas” están orientados a obtener un recurso a disposición de la operación del sistema ante situaciones de emergencia.

Actualmente los mecanismos existentes de gestión de la demanda se centran en el desplazamiento del consumo de la punta al valle mediante la discriminación horaria, y en la reducción de puntas en situaciones críticas por medio del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad y de la implantación de limitadores de potencia en los hogares.

Sin embargo, el contexto energético actual, marcado por los objetivos europeos definidos para el horizonte 2020, hace necesaria la participación activa de la demanda en la operación del sistema eléctrico. Con este objetivo, el operador del sistema viene trabajando desde hace tiempo en la definición de un paquete de acciones de gestión de la demanda adicionales a considerar en el horizonte 2020. Las nuevas acciones todavía no implementadas se centran fundamentalmente en la potenciación de la modulación del consumo industrial y en el desarrollo de las funcionalidades de gestión de la demanda de los nuevos contadores inteligentes con funciones de telemedida y telegestión.

Es importante también nombrar otras dos destacables propuestas de gestión de la demanda que forman parte de este paquete de acciones, pero que han sido implementadas recientemente. Estas son: el “*desarrollo de la figura del gestor de cargas*”, cuya actividad ha quedado regulada en el Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo y la “*discriminación horaria supervalle orientada al vehículo eléctrico*”, medida creada en el Plan de Acción 2010-2012, dentro del marco de la Estrategia Integral para el Impulso del Vehículo Eléctrico y regulada en el Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo. El desarrollo de la figura del gestor de carga introduce un mecanismo que posibilita la implantación de nuevas iniciativas de gestión de la demanda asociadas a la carga del vehículo eléctrico. Esta figura permitirá revender electricidad para la recarga de vehículos. Por otro lado, en relación a la discriminación horaria supervalle, y de forma general, la recarga lenta durante los periodos valle del sistema (horas nocturnas) logrará aumentar la adecuación de la curva de demanda del sistema eléctrico español a la de la oferta, incrementando la eficiencia en el uso de las infraestructuras y maximizando la integración de las energías renovables no gestionables y disminuyendo sus vertidos.

A continuación se describen las nuevas acciones contempladas que se han mencionado anteriormente:

Potenciación de la modulación del consumo industrial

Con más de dos años en el mercado liberalizado, los consumos industriales no han abordado completamente la reorganización de su producción a la nueva situación de precios del mercado. Esta nueva situación conlleva una pérdida de incentivo a la modulación por parte del sector industrial, al verse reducida la diferencia del coste de la energía entre horas punta y valle. El actual servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad compensa parcialmente esta pérdida de incentivo al retribuir en parte el mantenimiento de un perfil modular favorable a la operación del sistema, si bien sólo una parte de los consumidores industriales pueden constituirse en proveedores de dicho servicio.

En este sentido, cabe destacar la positiva aportación de un potencial servicio de gestión de la demanda de modulación definido como el mantenimiento de un perfil de consumo con un nivel de demanda superior en los periodos valle respecto a los periodos de punta del sistema.

Desarrollo de las opciones de gestión de la demanda de los contadores inteligentes

El Plan de Sustitución de Contadores contempla la sustitución de casi 26 millones de contadores en un periodo de 10 años finalizando en el año 2018, y representa uno de los principales vectores de modernización de la gestión del sistema eléctrico en la próxima década, incluyéndose íntegramente en el horizonte de la planificación. Con las funcionalidades extendidas, el contador eléctrico deja de ser un equipo de facturación eléctrica para convertirse en un nodo de comunicaciones entre el sistema eléctrico (a través de las redes de distribución) y los hogares. Además de la realización a distancia de las gestiones comerciales de medida y facturación, permite la monitorización de los consumos casi en tiempo real, la agregación de medidas en centros de transformación y la incorporación de los mismos a los sistemas de gestión de las redes de distribución.

Se destaca sin embargo, que subsisten barreras para el desarrollo efectivo de estas disposiciones normativas ya que no existe una visión única en el sector sobre la

manera efectiva de acometer dichos desarrollos. Las diferencias en estas visiones se centran, entre otras, en la elección de los medios físicos y protocolos de comunicación más adecuados para el sistema de telegestión y telemedida.

Con objeto de desarrollar al máximo las posibilidades que ofrecen las nuevas funcionalidades de los contadores domésticos, algunas de las propuestas que se contemplan para su desarrollo en el horizonte de 2020 son:

- Establecimiento de una discriminación horaria más flexible que la actual de sólo 2 periodos.
- Obligatoriedad por parte de los comercializadores de facilitar a los consumidores una estimación de su perfil horario de demanda en el periodo de facturación, que permita a los consumidores familiarizarse con sus propios modos de consumo y cambiar hábitos que contribuyan a la adecuación de las curvas de oferta y demanda eléctricas.
- Establecimiento y puesta en marcha de funciones de telemedida y telegestión.

Por otro lado, para alcanzar los objetivos previstos en 2020, será preciso apoyar y facilitar la integración en la red de transporte y distribución de la energía procedente de fuentes renovables, para lo cual una propuesta importante será el uso de sistemas de almacenamiento de energía para la integración de la energía no gestionable procedente de fuentes renovables. Este sistema se basa en la idea de que si la energía de origen renovable fluctuante no se necesita en el momento de la generación eléctrica, se almacena para su posterior consumo. Para ello se están desarrollando un conjunto de tecnologías de almacenamiento que se basan en una serie de principios mecánicos, térmicos, electroquímicos o electromagnéticos, que determinan, a su vez, su clasificación en diez tipologías:

- Tecnologías de almacenamiento en base a principios mecánicos
 - Aire comprimido (CAES)
 - Hidráulica de bombeo
 - Volantes de inercia
- Tecnologías de almacenamiento basadas en principios térmicos
 - Sales fundidas
 - Materiales de cambio de fase
- Tecnologías de almacenamiento en base a principios electromagnéticos
 - Supercondensadores
 - Imanes superconductores
- Tecnologías de almacenamiento basadas en principios electroquímicos
 - Hidrógeno
 - Baterías de flujo
 - Baterías estáticas

Actualmente, las tecnologías de almacenamiento se encuentran en distintas fases de maduración y cada una conlleva una serie de ventajas, desventajas y costes asociados. A continuación se describen brevemente las más relevantes y algunas de sus ventajas y desventajas:

Hidráulica de bombeo

Es una tecnología totalmente madura tanto técnica como comercialmente, que se viene utilizando en España desde mediados del siglo pasado, dando lugar a la mayor base global instalada dentro de los sistemas de almacenamiento.

Su funcionamiento es muy simple, ya que se basa en la utilización de bombas para transportar agua desde el nivel base hasta un depósito elevado. La energía almacenada como energía potencial de agua se conserva en un depósito elevado, que se recupera dejando que el torrente de agua vuelva al nivel de base a través de generadores de turbina.

La energía hidráulica, a través de centrales en grandes embalses de regulación existentes y centrales de bombeo será un pilar importante para posibilitar la gestión técnica del sistema en relación a la incorporación en la red de la energía renovable prevista en los objetivos de este PER. Actualmente es sin duda, el más importante de los métodos de almacenamiento, ya que no sólo es la más competitiva y madura de entre las tecnologías de almacenamiento potencialmente aptas para España, sino que constituye una solución idónea para compensar las variaciones a gran escala de la generación con fuentes renovables no gestionables, así como para el almacenamiento de los excedentes de éstas. Se trata de una energía de gran calidad que contribuye a la seguridad y fiabilidad del sistema eléctrico, como energía regulada rápidamente disponible para el seguimiento de variaciones de la demanda y de la oferta, flexibilidad para control de frecuencia y tensión de la red, reposición del servicio, etc.

Ahora bien, sería conveniente que la energía hidráulica de bombeo tuviera las correctas señales económicas y un enfoque en la gestión de estos bombeos que priorice la integración en la red de las energías renovables no gestionables y minimice los vertidos de éstas.

Baterías de flujo

Comprenden una gran variedad. Han llevado a cabo su desarrollo principalmente en base a una apuesta por dos tecnologías, las Baterías Redox⁴ de Vanadio (VRB) y las de sodio y azufre (NaS), que son actualmente los sistemas de esta tipología con una mayor evolución tecnológica.

El funcionamiento de la batería redox de vanadio se basa en el almacenamiento químico en diferentes formas iónicas de vanadio en electrolitos de ácido sulfúrico. Los electrolitos son oxidados y reducidos creando una corriente, que se recoge a través de electrodos en una reacción reversible que permiten a la batería cargarse, descargarse y recargarse. El funcionamiento de las baterías de NaS se basa en el almacenamiento químico en diferentes formas iónicas de sodio y azufre como electrodos líquidos, formando reacciones reversibles que permite que la batería se cargue, se descargue y se recargue, como en el caso de las VRB.

La batería redox de vanadio es considerada como una de las opciones con futuro para el almacenamiento a gran escala. Las baterías de NaS es una tecnología que ya se ha instalado a gran escala con resultados aceptables. La evaluación general es que se trata de tecnologías prometedoras a media escala (ambas soluciones) y a gran escala (batería de NaS), aunque se debe seguir investigando hacia una mayor evolución tecnológica y reducción de costes. Actualmente, el mayor sistema de almacenamiento de NaS tiene una capacidad de 34 MW.

Almacenamiento de hidrógeno

⁴ Procesos de reducción-oxidación

Esta tecnología se basa en la descomposición de la molécula de agua mediante electrolisis (descomposición por electricidad), para su separación en H_2 y O_2 . El H_2 se almacenaría en emplazamientos o tanques. Posteriormente, cuando la energía se necesite, la recombinación del oxígeno del ambiente con el hidrógeno almacenado, produciría agua de nuevo y devolvería parte de la energía absorbida previamente durante la electrolisis. La generación eléctrica y/o térmica se lleva a cabo a través de turbinas o a través de pilas de combustible.

La ventaja clave del almacenamiento de hidrógeno respecto al almacenamiento adiabático de energía en aire comprimido (A-CAES en sus siglas en inglés), es su mayor densidad energética (unas 65 veces mayor que el A-CAES). Esta característica, combinada con el mayor coste de inversión del almacenamiento en hidrógeno y su más baja eficiencia respecto al A-CAES, revelan al almacenamiento en hidrógeno como el más adecuado para el almacenamiento de energía a largo plazo (almacenamiento estacional). Sin embargo, en la actualidad, se encuentra en una etapa conceptual sin plantas a gran escala comercialmente probadas.

Algunos de los retos a los que se enfrenta son: demostrar su funcionamiento eficiente a gran escala, la percepción de riesgo de cara a la seguridad pública y la competencia con las tecnologías de almacenamiento de CO_2 y CAES para obtener emplazamientos apropiados.

Por tanto, la conclusión general es la de una solución a largo plazo, tras su futura fase demostrativa; y para utilización para almacenamiento de la energía proveniente principalmente de grandes parques eólicos.

Sales fundidas

Se basa en la utilización de la energía solar concentrada para calentar sales fundidas de forma indirecta (a través de aceite térmico en CSP de cilindro parabólico) o directamente (en las configuraciones de torre de potencia). Para la descarga, el calor almacenado se transfiere a electricidad a través de una turbina de vapor. El sistema de dos tanques es la solución moderna más típica por la cual, para su almacenamiento, las sales fundidas son bombeadas del tanque "frío" al intercambiador de calor y después hasta el tanque caliente. La principal ventaja de esta tecnología es que no hay conversión a energía eléctrica antes del almacenamiento, lo que favorece la eficiencia del ciclo de almacenamiento. A día de hoy se limita principalmente a las plantas de energía solar de concentración, con un potencial uso en otras tecnologías que todavía está siendo evaluado.

Aire comprimido (CAES⁵) y aire comprimido mediante proceso adiabático (A-CAES⁶)

Su funcionamiento se basa en el uso de compresores para el almacenamiento de aire comprimido en tanques o emplazamientos. Es decir, la energía se almacena como energía mecánica en forma de aire presurizado, en el caso del CAES, o de aire presurizado y calor en el de A-CAES, que posteriormente se descarga sobre turbinas para generar electricidad. El almacenamiento de aire comprimido es una tecnología comercial con I+D en curso, preferida en principio para la nivelación de carga a gran escala, aunque con bajos niveles de eficiencia y una posible percepción de riesgo de seguridad por parte de la opinión pública.

⁵ Compressed Air Energy Storage

⁶ Adiabatic Compressed Air Energy Storage

Volantes de inercia

En el modo de carga, un motor eléctrico impulsa un volante de acero o materiales compuestos, normalmente soportado por rodamientos magnéticos, hasta una velocidad de 20.000 rpm (hasta 100.000 rpm en vacío), el cual se mantiene rotando permanentemente. En el modo descarga, el volante de inercia impulsa un generador para producir energía eléctrica. Aunque el volante de inercia supone un método de recarga rápida y con potencia eléctrica relativamente alta, su principal desventaja es que tiene tiempos de descarga muy cortos, lo que implica almacenajes de poca energía. Actualmente se utilizan principalmente como sistemas de potencia ininterrumpida (UPS en sus siglas en inglés) como sustituto para grandes baterías y en un futuro podría suponer una solución para equilibrar a corto plazo los picos de electricidad en la red.

Las propuestas de almacenamiento, algunas de las cuales serán utilizadas por los propios productores de energía y otras estarán más adaptadas a mejorar la gestión del sistema eléctrico en su globalidad, jugarán un papel muy importante dentro del sector eléctrico de cara a facilitar la integración de la energía no gestionable procedente de fuentes renovables. Sin embargo, debido a su falta de madurez, la mayoría de ellas están pendientes del avance de una I+D+i con mayores niveles de inversión y de la posterior confirmación en su fase comercial.

Entre las más importantes, será necesario promover el almacenamiento de la hidráulica de bombeo, como medida para permitir la plena integración de la electricidad de origen renovable, en especial, la eólica.

Las previsiones al 2020 en potencia a instalar de bombeo se han establecido teniendo en cuenta las previsiones de los agentes. Se trata principalmente de la repotenciación de bombeos existentes, utilizando fundamentalmente los mismos embalses. La cifra rondará los 3.500 MW adicionales.

Para terminar, es importante resaltar que las interconexiones son también una de las herramientas clave para facilitar la integración de la producción renovable no gestionable, evitando vertidos que se pueden producir cuando la capacidad de producción exceda la capacidad de integración. En este sentido es fundamental el fomento del incremento de la capacidad comercial de intercambio entre España y Francia. El aumento de la capacidad de intercambio entre España y Portugal no ayuda a exportar los excedentes de producción en España ya que por cercanía geográfica, cuando hay excedente en España también lo hay en Portugal. Para poder exportar el excedente de producción no integrable, además de una adecuada capacidad comercial de intercambio se tienen que dar las condiciones que favorezcan la compra de esta energía en el país vecino.

4.2.8 Integración del biogás en la red del gas natural (artículo 16, apartados 7, 9 y 10, de la Directiva 2009/28/CE)

El acceso a las redes de transporte de gas para el gas natural está garantizado en España, existiendo normativa y peajes de acceso regulados por la Administración (Real Decreto 949/2001 por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural).

Además, mediante Resolución de 22 de Septiembre de 2011, la Dirección General de Política Energética y Minas ha modificado el Protocolo de Detalle PD-01 “Medición, calidad y odorización del gas”, incluyendo, entre otros, las especificaciones de calidad que han de cumplir los gases procedentes de fuentes no convencionales (entre los que se incluye el biogás) para poder ser inyectados en la red.

En el marco de elaboración de este Plan, se ha constituido un grupo de trabajo con los principales agentes del sector (ENAGAS, CNE,) para estudiar las distintas opciones existentes de valorización del biogás mediante su distribución (inyección en la red de transporte, inyección en la red de distribución, consumo en isla, transporte por carretera, etc.). En una primera aproximación se estima que, dados los volúmenes de gas que cabe esperar que se generen en España, tanto a nivel de proyecto individual como en conjunto, la opción que parece más apropiada es la inyección en las infraestructuras de distribución de gas natural existentes o de nueva creación que pudieran llevarse a cabo impulsadas por el uso térmico del biometano.

Por consiguiente, hasta la fecha no se ha considerado el efecto de la posible inyección de biogás en la planificación de las infraestructuras de gas en España. Las importantes infraestructuras de transporte de gas natural existentes en España y las previstas en la planificación, deberían ser complementadas con redes de distribución o con la construcción de pequeñas redes locales, incluyendo la posibilidad de construcción de pequeñas redes locales de distribución de biogás. No obstante, parece necesario priorizar en primer término el aumento de la generación de biogás hasta valores significativos que justifiquen esfuerzos adicionales en la construcción de infraestructuras.

En una primera fase esta generación de biogas se orientará hacia la producción eléctrica que se verterá a la red, apoyada mediante el correspondiente sistema de primas. Una vez que el sector adquiera cierto volumen, y dado que el uso térmico del mismo mediante la infraestructura de gas puede tener un elevado interés estratégico, se planteará introducir un marco de apoyo adecuado para avanzar en esta aplicación.

4.2.9 Desarrollo de las infraestructuras para la calefacción y refrigeración urbanas (artículo 16, apartado 11, de la Directiva 2009/28/CE)

Se puede decir que en España la presencia de redes de calefacción utilizando cualquier combustible es mínima y su participación en el abastecimiento a edificios e industrias es irrelevante. No existen instalaciones grandes o medianas que suministren a un conjunto relativamente numeroso de edificios. Algunos ejemplos de redes relativamente amplias establecidas hace algunas décadas han dejado de prestar servicio por diversos motivos.

Por otro lado, hasta hace treinta o cuarenta años, disponer de una sala de máquinas en los edificios de viviendas para cubrir el suministro de agua caliente y calefacción

era el sistema más habitual. Desde entonces lo más frecuente, prácticamente el sistema exclusivo, en bloques residenciales o urbanizaciones de viviendas unifamiliares es que se dispongan de equipos de generación individuales por parte de cada uno de los usuarios. Las compañías de combustibles fósiles propician esta situación mediante estrategias comerciales y mensajes sobre el control de gasto.

Más recientemente, para facilitar el uso de la biomasa se han instalado de forma singular, algunas redes con potencia de hasta 5 MW. Entre ellas destacan, el proyecto de Geolit (Jaén, Andalucía), primera instalación europea de biomasa con suministro de calor y frío a diversos usuarios, la red de calefacción de Cuéllar, la red de calefacción en Molins de Rei y el proyecto de Mataró-Tub Verd o el proyecto Cantoblanco de red de climatización con energía geotérmica. En cualquier caso, al día de hoy todavía son proyectos aislados y los proyectos impulsados por algunas empresas de servicios energéticos tropiezan con la gran barrera del desconocimiento y por consiguiente con la desconfianza, empezando por la propia administración.

Todas estas circunstancias constituyen un serio hándicap para el desarrollo de las renovables para calefacción y climatización en España. No es sólo una cuestión de falta de infraestructuras sino de las barreras existentes para su implantación.

A todo ello se une la situación del sector de la construcción de viviendas en España en el cual tras unos años de clara expansión de nuevos desarrollos urbanísticos, posiblemente se ha generando un importante excedente de viviendas que va a condicionar los desarrollos urbanísticos en el futuro próximo.

Desde la Administración General del Estado y desde diversas agencias regionales de la energía se ha iniciado una labor de difusión entre los responsables municipales de información divulgativa y justificativa de esta solución, incluyendo un modelo de ordenanza municipal que recoge el régimen jurídico y de relaciones entre administración local, promotores del sistema y promotores de edificaciones.

Adicionalmente, desde la administración General del Estado se han están poniendo en marcha programas de financiación de pequeñas redes de calor y frío llevadas a cabo por empresas de servicios energéticos con un importe máximo por proyecto de 3,5 millones de € y que es aplicable para proyectos de biomasa solar y geotermia.

Otras acciones de fomento aplicables a redes de calor y frío se describen en el apartado 4.4. De acuerdo con las condiciones climáticas de España, las aplicaciones que combinan la generación de calor y frío abren un importante potencial de desarrollo de proyectos de pequeño y mediano tamaño al complementar sus horas de operación en modo calefacción con la producción de frío en verano. Estas aplicaciones podrían dar lugar a un incremento de 250 MW de potencia térmica en 2020.

A la vista del incremento de potencia planteado puede concluirse que, la contribución de grandes instalaciones de biomasa, energía solar o geotermia, a los sistemas de calefacción y refrigeración urbanas, no será tan relevante como en otros países que cuentan con mayor tradición. En cambio la participación a través de pequeñas redes del orden de 5 MW, principalmente de nueva creación, puede ser más significativa.

4.2.10 Biocarburantes y otros biolíquidos - Criterios de sostenibilidad y verificación del cumplimiento (artículos 17 a 21 de la Directiva 2009/28/CE)

La Orden ITC/2877/2008, de 9 de octubre, por la que se establece un mecanismo de fomento del uso de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte, establece, además de objetivos mínimos obligatorios y mecanismos de contabilización de las cantidades vendidas o consumidas, un sistema de certificación que debe servir como instrumento de control de la obligación.

En el artículo 7 de dicha orden se describen los requisitos imprescindibles para la acreditación de los biocarburantes vendidos o consumidos y específicamente en el apartado e) se indica:

“Se deberá haber acreditado la sostenibilidad del biocarburante en los términos que se establezcan, teniendo en cuenta la calidad, el origen de las materias primas y la evaluación ambiental de los cultivos. Esta condición sólo será exigible una vez aprobadas las disposiciones legales que la regulen de acuerdo con la normativa comunitaria que se desarrolle a tal efecto.”

La Circular 2/2009, de 26 de febrero, de la Comisión Nacional de Energía, por la que se regula la puesta en marcha y gestión del mecanismo de fomento de uso de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte, establece en su artículo séptimo el sistema de presentación de solicitudes de certificados para los biocarburantes vendidos o consumidos así como la documentación exigible. En el apartado m) del citado artículo se señala:

“La acreditación de los criterios de sostenibilidad del biocarburante será exigible una vez que se aprueben las disposiciones que la regulen, de acuerdo con la normativa comunitaria que se desarrolle a tal efecto.”

Mediante el Real Decreto 1597/2011, de 4 de noviembre, por el que se regulan los criterios de sostenibilidad de los biocarburantes y los biolíquidos, el Sistema Nacional de Verificación de la Sostenibilidad y el doble valor de algunos biocarburantes a efectos de sus cómputo, se transponen al ordenamiento jurídico español los artículos 17, 18, 19 y 20 así como el anexo V de la Directiva 2009/28/CE. Asimismo se incorpora lo previsto en el artículo 21 de dicha directiva en relación al valor doble que se otorga a determinados biocarburantes para el cumplimiento de los objetivos obligatorios en materia de energías procedentes de fuentes renovables en el transporte.

La disposición final tercera de este Real Decreto establece las facultades de desarrollo y aplicación del Sistema Nacional de Verificación de la Sostenibilidad. Así, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio dictará las disposiciones necesarias para regular los requisitos mínimos de organización y funcionamiento que deberán cumplir las entidades de verificación, públicas o privadas, que en todo caso deberán ser auditores externos, independientes y disponer de las aptitudes generales para el desempeño de auditorías y aptitudes específicas relacionadas con los criterios del sistema de sostenibilidad, así como las directrices para la realización de las auditorías por parte de dichas entidades. También deberá establecer las medidas que deben adoptar los sujetos que utilicen el Sistema Nacional de Verificación de la Sostenibilidad, para garantizar un nivel adecuado de auditoría independiente de la información que presenten, así como el contenido del informe de verificación.

Sobre estas bases se completará el marco normativo del sistema de certificación del cumplimiento de la obligación de uso de biocarburantes vigente, con especial atención al establecimiento de reglas claras y a la minimización de la carga administrativa ligada a esta verificación.

En lo que respecta a la cadena de custodia se busca la trazabilidad completa de las condiciones de sostenibilidad desde el cultivo de la materia prima hasta la puesta en mercado del biocarburante, para lo que se definirá la longitud de esta cadena (con especial atención a las peculiaridades del sistema español de distribución de hidrocarburos), se prestará especial atención al control de los flujos de entrada y salida de productos, así como de los inventarios, y se organizará una gestión administrativa que contemple:

- a) Registros internos de entradas y salidas para cada agente de la cadena.
- b) Expedición de documentos acreditativos a lo largo de la cadena.
- c) Periodo mínimo de mantenimiento de registros.

La citada Orden ITC/2877/2008, en su artículo 6, designa a la Comisión Nacional de Energía como entidad responsable de la expedición de certificados de biocarburantes, de la gestión del mecanismo de certificación y de la supervisión y control de la obligación de comercialización de biocarburantes y, en su disposición final segunda, punto 2, le autoriza a dictar las Circulares necesarias en cumplimiento de sus funciones como tal Entidad de Certificación.

La Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad establece el régimen jurídico básico de la conservación, uso sostenible, mejora y restauración del patrimonio natural y de la biodiversidad española, como parte del deber de conservar y del objetivo de garantizar los derechos de las personas a un medio ambiente adecuado para su bienestar, salud y desarrollo. Igualmente recoge las normas y recomendaciones internacionales que organismos y regímenes ambientales internacionales, como el Consejo de Europa o el Convenio sobre la Diversidad Biológica, han ido estableciendo a lo largo de los últimos años, especialmente en lo que se refiere al “Programa de Trabajo mundial para las áreas protegidas”.

La ley recoge la regulación de los instrumentos precisos para el conocimiento y la planificación del patrimonio natural y la biodiversidad. Entre ellos se encuentra el Inventario del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad y el Plan Estratégico Estatal del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad. Asimismo aborda el planeamiento de los recursos naturales y mantiene como instrumentos básicos del mismo los Planes de Ordenación de los Recursos Naturales y las Directrices para la Ordenación de los Recursos Naturales, creados en la Ley 4/1989, de 27 de marzo, de Conservación de los Espacios Naturales y de la Flora y Fauna Silvestres, perfilando los primeros como el instrumento específico de las Comunidades Autónomas para la delimitación, tipificación, integración en red y determinación de su relación con el resto del territorio, de los sistemas que integran el patrimonio y los recursos naturales de un determinado ámbito espacial. Las Directrices para la Ordenación de los Recursos Naturales dictadas por el Gobierno, establecerán los criterios y normas básicas que deben recoger los planes de las Comunidades Autónomas para la gestión y uso de los recursos naturales.

En España, las Comunidades Autónomas han asumido la competencia exclusiva sobre la ordenación del territorio en sus Estatutos de Autonomía, de acuerdo con lo establecido en el artículo 148.1.3ª de la Constitución. No obstante, el Ministerio de

Medio Ambiente y Medio Rural y Marino es el responsable del seguimiento de las iniciativas internacionales en la materia, además de ser competente en políticas ambientales (singularmente sobre aguas, costas y biodiversidad) con una importante dimensión territorial en España. Asimismo, realiza tareas de estudio e información sobre elementos territoriales de interés general y en apoyo a las Comunidades Autónomas y desarrolla programas territoriales específicos.

Desde que las competencias en materia de ordenación territorial pasaron a las CCAA en 1978, éstas se han encargado de legislar y desarrollar su propia normativa de ordenación territorial, de tal manera que todas ellas disponen de su propia ley de ordenación territorial.

Las leyes de ordenación territorial establecen los instrumentos de ordenación territorial que deben desarrollarse en cada Comunidad Autónoma (instrumentos regionales, subregionales y sectoriales). Existe una gran heterogeneidad en el grado de desarrollo de los mismos, además de la existencia de una enorme variedad y disparidad de instrumentos.

Por ello la Secretaría General para el Territorio y la Biodiversidad del Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino dispone de una Base de Datos de Instrumentos de Ordenación del Territorio (BIOT), con el objeto de posibilitar una visión homogénea, sistemática y comparable de la planificación territorial en España.

El objetivo principal de la Base de Datos es identificar y conocer los principales contenidos documentales y cartográficos de los distintos instrumentos de ordenación territorial de las Comunidades Autónomas; la información se articula a partir de 3 elementos:

- Normativa de Ordenación Territorial de cada CA.
- Instrumentos de Ordenación Territorial de cada CA: regionales y subregionales.
- Normativa de Espacios Naturales Protegidos de cada CA.

4.3 Sistemas de apoyo al fomento de la utilización de energía procedente de fuentes renovables en el sector de la electricidad instaurados por el Estado miembro o por un grupo de Estados miembros

4.3.1. Marco regulatorio para la generación de electricidad con energías renovables

La **Ley 54/1997 del Sector Eléctrico**, de 27 de noviembre, cuyo objetivo principal es regular las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica, integró el Régimen Especial, anteriormente regulado en el RD 2366/94, para la generación eléctrica con energías renovables, de potencia inferior a 50 MW, de carácter voluntario, otorgando competencias a las comunidades autónomas para su autorización. La Ley también garantizó el acceso a la red de las instalaciones en el régimen especial, e introdujo las bases en materia de régimen económico y de producción que se desarrollaron posteriormente con sucesivos reales decretos (Reales Decretos 2818/1998, de 23 de diciembre, 436/2004, de 12 de marzo y 661/2007, de 26 de mayo). Igualmente, la Ley otorgó competencias a cada comunidad autónoma en el desarrollo legislativo y reglamentario y en la ejecución de la normativa básica del Estado en materia eléctrica. En síntesis, con esta legislación, los productores de

electricidad procedente de energías renovables tienen garantizado el acceso a la red, y las condiciones técnicas y económicas entre productores y distribuidores están claramente definidas.

El **Real Decreto 1955/2000**, de 1 de diciembre, rige los procedimientos de autorización de instalaciones de producción, y redes eléctricas de transporte y distribución, cuando su aprovechamiento afecte a más de una comunidad autónoma, o cuando la potencia eléctrica a instalar supere los 50 MW, o cuando el transporte o distribución salga del ámbito territorial de una de ellas. En este caso, el organismo competente es la Dirección General de Política Energética y Minas, del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

El **Real Decreto 842/2002**, de 2 de agosto, aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión junto a sus instrucciones técnicas complementarias (ITC) BT 01 a BT 51, que resulta de aplicación a todas las instalaciones generadoras de energías renovables conectadas en baja tensión.

Por su parte, el aprovechamiento de recursos geotérmicos encuentra su marco normativo en la legislación minera, por su carácter de recursos mineros energéticos, concretamente, en la **Ley 22/1973**, de 21 de julio, de Minas (modificada por la **Ley 54/1980**, de 5 de noviembre). La autorización de los aprovechamientos geotérmicos de alta entalpía (generación de electricidad y/o usos directos) se rige por el régimen concesional de los recursos de la “sección D” establecido en la legislación minera. En este caso, la competencia en el desarrollo legislativo y la ejecución de la legislación básica del Estado en materia de Régimen Minero es de las comunidades autónomas.

El **Real Decreto 661/2007**, de 26 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, desarrolla la **Ley 54/1997** del Sector Eléctrico, y establece el régimen jurídico y económico de las instalaciones generadoras de energía eléctrica de cogeneración y aquellas que utilicen como materia prima energías renovables y residuos, con el objetivo fundamental de establecer un sistema estable y predecible que garantice una adecuada rentabilidad a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

El **Real Decreto 1028/2007** de 20 de julio, racionaliza el procedimiento para la implantación de instalaciones marinas de generación eléctrica, de competencia estatal, salvaguardando los espacios donde vayan a instalarse frente a posibles impactos medioambientales, teniendo en cuenta la ausencia de experiencias en el mar. Igualmente, recoge la normativa nacional de aplicación, y la integra en un solo procedimiento administrativo que oriente la iniciativa privada.

El **Real Decreto 1578/2008**, de 26 de septiembre, define un nuevo régimen económico para las instalaciones solares fotovoltaicas, al tiempo que crea un Registro de preasignación de retribución para esta tecnología (PREFO), que afecta a las instalaciones que se inscriban definitivamente en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial (RIPRE) a partir de septiembre de 2008. Este nuevo marco se basa en un sistema de cupos crecientes y tarifas decrecientes.

El **Real Decreto-ley 6/2009**, de 30 de abril, establece el Registro de preasignación de retribución para las instalaciones del régimen especial, fijando las condiciones para el acceso a dicho registro, que es un requisito necesario para obtener el derecho a la percepción del régimen económico establecido en el **Real Decreto 661/2007**. Asimismo, procede a la ordenación de los proyectos e instalaciones

presentados al procedimiento de preasignación considerando, en primer lugar, aquellos cuya solicitud y aval fue presentado en los plazos previstos en la disposición transitoria cuarta del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, y atendiendo a un criterio cronológico en función de la fecha en la que les fue otorgada la autorización administrativa, estableciendo los plazos de entrada en funcionamiento de las plantas de tecnología eólica y solar termoeléctrica. Como desarrollo del Real Decreto-ley 6/2009 el 24 de noviembre del 2009 se publicó la Resolución de 19 de noviembre de 2009, por la que se procede a la ordenación de los proyectos o instalaciones presentados al Registro administrativo de preasignación de retribución para las instalaciones de producción de energía eléctrica, estableciéndose las fases de puesta en funcionamiento de las plantas de tecnología eólica y solar termoeléctrica.

El Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, regula y modifica determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Se establecen los requisitos técnicos para determinar la consideración de modificación sustancial de instalaciones de producción de energía eléctrica con cogeneración y con energía eólica. También modifica el régimen de retribución de la energía reactiva, e igualmente fija las condiciones para instalaciones experimentales de tecnología eólica. Por otra parte, en su disposición adicional tercera, establece la posibilidad de conceder el derecho a una retribución adicional a la retribución del mercado de producción para proyectos de instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología solar termoeléctrica, de carácter innovador, mediante un procedimiento de concurso hasta un máximo de 80 MW.

El Real Decreto 1614/2010, de 7 de diciembre, regula y modifica determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica. Este decreto establece un límite de horas equivalentes de funcionamiento con derecho a prima equivalente o prima, así como una disminución de la prima para instalaciones eólicas.

El Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, establece medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico. Esta reglamentación limita las horas equivalentes de funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas con derecho al régimen económico primado. Se establecen dos limitaciones, una temporal -hasta el 31 de diciembre de 2013- para las instalaciones acogidas al régimen económico del Real Decreto 661/2007, y otra permanente, para el resto de instalaciones acogidas al régimen económico del Real Decreto 1578/2008 y para las instalaciones en el ámbito del Real Decreto 661/2007, desde el 1 de enero de 2014.

La Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible, incorpora algunos de los elementos de los marcos de apoyo a las energías renovables que deben estar presentes para garantizar la sostenibilidad de su crecimiento futuro, como son: estabilidad, flexibilidad, progresiva internalización de los costes y priorización en la incorporación de aquellas instalaciones que incorporen innovaciones tecnológicas que optimicen la eficiencia de la producción, el transporte y la distribución, y que aporten una mayor gestionabilidad reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero, garantizando la suficiencia y estabilidad en el suministro energético.

Particularidades del procedimiento de autorización administrativa de los parques eólicos marinos: Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio

Este Real Decreto racionaliza el procedimiento para la implantación de instalaciones marinas de generación, de competencia estatal, salvaguardando los espacios donde vayan a instalarse frente a posibles impactos medioambientales, teniendo en cuenta

la ausencia de experiencias en el mar. Igualmente, recoge la normativa nacional de aplicación, y la integra en un solo procedimiento administrativo que oriente a la iniciativa privada.

En particular, el establecimiento de las instalaciones eólicas marinas -que tendrán una potencia mínima superior a 50 MW- requiere previamente la realización de estudios, ensayos y análisis que, por la envergadura de los proyectos y por la inexistencia de experiencias anteriores, deben necesariamente abarcar un extenso periodo de tiempo. En este caso, el procedimiento aplicable señala los pasos siguientes:

- a) Solicitud de “reserva de zona”. El objeto de la reserva es la realización de los estudios previos a la solicitud de autorización de un parque eólico marino.
- b) “Caracterización del área eólica marina”. La Dirección General de Política Energética y Minas -como órgano sustantivo- realiza la caracterización del área (o áreas) afectada por la reserva de zona solicitada.

Este documento debe recopilar todos los informes emitidos por las instituciones afectadas -incluido Red Eléctrica de España-, estimando la energía máxima evacuable y conteniendo la incidencia que un proyecto eólico marino tendría sobre su entorno: efectos sobre la actividad pesquera, flora y fauna marina, aves, navegación marítima y aérea, turismo, patrimonio, paisaje, suelo marino, dinámica litoral y costas, explotación de recursos minerales, defensa y seguridad, etc.

La caracterización tiene carácter indicativo (excepto la potencia máxima, limitativa) y una vigencia de 5 años, justificando la conveniencia o no de realizar proyectos eólicos en el área y qué ubicaciones serían las más adecuadas.

- c) **Procedimiento de concurrencia de reserva de zona sobre todo el área eólica marina** (o áreas). Su apertura se produce al mismo tiempo que se publica la caracterización del área. Cualquier otro promotor -distinto del que solicitó la reserva de zona- dispone de tres meses para concurrir con un proyecto eólico marino en el área eólica.

Todos los interesados deben presentar una solicitud de prima (en c€/kWh) para aplicarla a lo largo de la vida útil de la instalación, así como el justificante de haber depositado un aval por el 1 % del presupuesto de la instalación eólica marina.

- d) Resolución del procedimiento concurrencial y otorgamiento de reserva. Se constituye un Comité de Valoración encargado de valorar las solicitudes presentadas y de elaborar una propuesta de resolución. Entre los criterios de valoración se encuentra: capacidad legal, técnica y económica del promotor, potencia máxima instalable, oferta de prima presentada, previsión de horas equivalentes, tecnología a utilizar y su repercusión a la estabilidad del sistema, impacto económico y social asociado, etc.

La resolución se publica en el BOE, indicando el proyecto o proyectos seleccionados, un resumen de sus características y la justificación de la selección. La reserva de zona faculta al promotor investigar, en exclusividad, el recurso eólico durante un plazo de dos años -ampliable a tres-, así como el derecho de acceso a la red de transporte por la potencia eólica asignada.

De oficio, se envía copia de la resolución, tanto a la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental -para iniciar la evaluación de impacto ambiental del proyecto-, como a la Dirección General de Costas -para la tramitación del procedimiento de concesión para la ocupación del dominio

público marítimo-terrestre-, requisitos imprescindibles para el desarrollo de las actividades constructivas asociadas a los trabajos de investigación.

Existe un Registro público especial en el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, para las reservas de zona otorgadas.

- e) Autorización de la instalación eólica marina. Realizados los estudios de investigación, el promotor puede presentar la solicitud de autorización del proyecto específico. Se admitirán modificaciones en la superficie solicitada inicialmente y en la prima necesaria -hasta un 10%-, ambos previa aprobación por el Consejo de Ministros, así como en la potencia de la instalación -en un margen de $\pm 15\%$, siempre superior a 50 MW-. La solicitud se somete a un único trámite de información pública, referida a la autorización, al estudio de impacto ambiental y a la concesión del dominio público marítimo-terrestre. Esta última será resuelta por la Dirección General de Costas -siempre con posterioridad a la declaración de impacto ambiental y a la autorización-, pudiendo requerir autorización de la Dirección General de la Marina Mercante cuando existan potenciales afecciones sobre la seguridad marítima, la navegación y la vida humana en la mar.
- f) Aprobación del proyecto de ejecución. Finalmente, la instalación se somete a los trámites de aprobación del proyecto de ejecución y de autorización de explotación.

4.3.2 Ayuda financiera a la generación de electricidad con energías renovables

El marco de apoyo a la generación de electricidad a partir de energías renovables, en instalaciones conectadas al sistema eléctrico, está basado en un marco jurídico que permite priorizar el aprovechamiento de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, y en un marco económico estable y predecible que incentive la generación a partir de tales recursos.

La actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables tiene la consideración de producción en **régimen especial**, en los términos establecidos en la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico. Este régimen especial se basa en un **sistema de apoyo directo a la producción**, que contempla la percepción de retribuciones superiores al régimen ordinario, mediante el establecimiento de un sistema de tarifas reguladas y primas específicas, que tienen la consideración de **internalización de beneficios medioambientales, diversificación y seguridad de abastecimiento**. Este sistema ha demostrado un alto grado de eficacia en el desarrollo de la generación de electricidad con renovables, tanto en España como internacionalmente.

Las cuantías derivadas del marco de apoyo se incluyen en la estructura tarifaria junto con el resto de costes de las actividades del sistema.

La Ley 54/1997 también liberalizó los negocios de generación y comercialización de Electricidad, creando las figuras del Operador del Mercado -para la gestión económica del Sistema-, el Operador del Sistema -para la gestión técnica del Sistema-, y los gestores de distribución eléctrica. Por su parte, la Ley del Sector de Hidrocarburos, creó la Comisión Nacional de la Energía (CNE) a partir de la preexistente Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, como entidad reguladora independiente. Entre sus funciones se encuentra la emisión de informes -no vinculantes- sobre cualquier nueva normativa energética de ámbito estatal, y la liquidación de las primas a la generación eléctrica de origen renovable.

El mecanismo de apoyo tiene en cuenta la evolución de los precios en el mercado eléctrico, para compatibilizar la necesidad de garantizar niveles mínimos de retribución con la conveniencia de que la generación eléctrica renovable alcance la plena competitividad con la generación convencional, incluidas sus externalidades, y al mismo tiempo, contribuyendo en lo posible a una disminución de los costes para el sistema.

El régimen especial es aplicable a las instalaciones renovables de producción eléctrica (salvo algunas excepciones, básicamente la gran hidráulica) en todo el Estado español, con independencia de su ubicación.

La determinación de la retribución para la generación de electricidad a partir de energías renovables -valores de retribución específicos para cada área renovable-, son establecidos mediante reales decretos. Para garantizar la sostenibilidad y eficacia del marco de apoyo, la evolución de la retribución, para cada tecnología, trata de converger en el tiempo a la percibida por el Régimen Ordinario (para el resto de tecnologías de generación convencionales), promoviendo así la mejora tecnológica y valorando, en todo caso, las inversiones y los costes reales de operación y mantenimiento en los que los titulares de la instalación incurran.

El marco económico -actualmente desarrollado por el **Real Decreto 661/2007**, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, la Orden ITC/3519/2009, de 28 de diciembre, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2010 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial, y el Real Decreto 1578/2008 para la tecnología fotovoltaica. Se contemplan unos niveles de retribución a la generación eléctrica que persiguen la obtención de unas tasas razonables de rentabilidad de la inversión. Para su determinación se tienen en cuenta los aspectos técnicos y económicos específicos de cada tecnología, la potencia de las instalaciones y su fecha de puesta en servicio, todo ello utilizando criterios de sostenibilidad y de eficiencia económica en el sistema.

Los titulares de instalaciones renovables pueden escoger, por períodos no inferiores a un año, entre dos alternativas de retribución para la energía evacuada:

- Venta a tarifa regulada, diferente para cada tecnología.
- Venta libre en el mercado de producción de energía eléctrica. Su retribución es el precio que resulta en el mercado organizado (o el precio libremente negociado), complementado por una prima, específica para cada área tecnológica renovable.
En esta alternativa, los niveles de las primas son variables en función de los precios horarios del mercado:
 - Para precios bajos del mercado, el esquema retributivo garantiza la obtención de un mínimo nivel de retribución, que ofrezca certidumbre al titular de una instalación renovable sobre la mínima rentabilidad obtenible.
 - Además, el esquema contempla un límite máximo de retribución a efectos de percepción de primas, de manera que los valores de las primas son nulos para altos precios del mercado, limitando así los sobrecostes del sistema.

Para el subgrupo b.1.1 (solar fotovoltaica) este régimen económico será de aplicación únicamente para instalaciones inscritas en el registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial con anterioridad al 29 de septiembre de 2008. En el caso b.1.2 (solar termoeléctrica) y b.2.1 (eólica terrestre) será de aplicación a aquellas instalaciones inscritas en el Registro de preasignación de retribución establecido por RD-L 6/2009.

Para ambas modalidades de retribución, a tarifa y sistema de primas, se establecen otros complementos para aquellas instalaciones que contribuyan a la estabilidad técnica del sistema mediante la aplicación de innovaciones tecnológicas en sus instalaciones, en particular, el complemento por energía reactiva.

Revisiones de los niveles de retribución

Los niveles de retribución pueden ser modificados en función de la evolución tecnológica de los sectores, del comportamiento del mercado, del grado de cumplimiento de los objetivos de energías renovables, del grado de participación del régimen especial en la cobertura de la demanda y de su incidencia en la gestión técnica y económica del sistema, garantizando siempre las tasas de rentabilidad razonables. En cualquier caso, dichas revisiones atienden a la evolución de los costes específicos asociados a cada tecnología, con el triple objetivo final de que las tecnologías renovables alcancen el mayor nivel de competitividad posible con las del Régimen Ordinario, que favorezcan un equilibrado desarrollo tecnológico y de que el esquema retributivo evolucione hacia el mínimo coste socioeconómico y medioambiental.

Mecanismos de control

El marco de apoyo a la producción de electricidad a partir de fuentes renovables también dispone de mecanismos para planificar y acotar el desarrollo de este tipo de instalaciones, de acuerdo con los objetivos de esta ley y de los planes nacionales de energías renovables.

A raíz del cumplimiento del objetivo establecido en el RD 661/2007 en la tecnología fotovoltaica, y al objeto de dar continuidad a la expansión tecnológica de la industria asociada a la generación de energía eléctrica de origen fotovoltaico, el 27 de septiembre del 2008 fue publicado el Real Decreto 1578/2008 con el objetivo de adaptarse con rapidez suficiente a la evolución de la tecnología en su momento, asegurando su eficiencia, y garantizando un mercado mínimo para el desarrollo del sector fotovoltaico y, al mismo tiempo, asegurando la continuidad del sistema de apoyo, estableciendo un mecanismo de asignación de retribución mediante la inscripción en un registro de asignación de retribución dando la necesaria seguridad jurídica a los promotores respecto de la retribución que obtendrá la instalación una vez puesta en funcionamiento.

El Real Decreto 1578/2008 establece un cupo de potencia de aproximadamente 500 MW al año, que se incrementa anualmente en la misma medida que disminuya la tarifa, aproximadamente un 10% si se asignan exactamente los cupos previstos. Asimismo, se establecen dos tipologías de instalaciones, una para instalaciones sobre cubiertas o fachadas y otra para el resto, cada una con sus correspondientes cupos y tarifas.

Tras comprobar la aplicación de este sistema de preasignación de tarifa para la tecnología fotovoltaica, el Real Decreto-ley 6/2009 instauro el mecanismo de preregistro para todas las tecnologías incluidas en el régimen especial.

El objetivo del Registro de preasignación de retribución es hacer un mejor seguimiento de la evolución de la potencia instalada, y asegurar que se cumple el requisito de que el consumidor cuente con una energía a un coste razonable y que la evolución tecnológica de estas fuentes de generación permita una reducción gradual de sus costes y su competencia con las tecnologías de producción eléctrica convencionales. Con ello, se pretende **alcanzar de forma ordenada los objetivos de energías renovables** establecidos en este Plan de Energías Renovables para el año 2020.

Los requisitos principales para los proyectos para su inscripción en el Registro de Pre-asignación son: tener concedido un punto de acceso y conexión firme para toda la potencia, disponer de autorización administrativa y licencia de obras, garantizar la disponibilidad de recursos económicos propios o financiación suficiente para el 50% de la inversión, y presentar un acuerdo de compra por el 50% de los equipos.

Este Real Decreto-ley se complementa con la Resolución de 19 de noviembre por la que se publica el Acuerdo de Consejo de Ministros de 13 de noviembre del 2009, por el que se procede a la ordenación de los proyectos de instalaciones eólicas y solares termoeléctricas presentados al registro de preasignación de retribución, ya que la potencia inscrita asociada a estas tecnologías superó los objetivos establecidos en el Real Decreto 661/2007.

El calendario para la puesta en funcionamiento de las instalaciones se realiza en fases sucesivas de acuerdo con el siguiente acumulado de implantación:

- Para la tecnología eólica:
 - Fase 1: 3.719 MW, año 2010.
 - Fase 2: 5.419 MW, 1 de enero 2011.
 - Fase 3: 5.419 MW, 1 de enero 2012.
 - Fase 4: resto de potencia inscrita al amparo de lo previsto en la disposición transitoria quinta del Real Decreto-ley 6/2009, 1 de enero 2013.
- Para la tecnología solar termoeléctrica:
 - Fase 1: 880,4 MW, en operación antes del 1 de enero de 2012.
 - Fase 2: 1.446,8 MW, que deben estar en operación entre 2011 y 2012.
 - Fase 3: 1.908 MW, que deben estar en operación en 2012.
 - Fase 4: 2.389,8 MW, que debe estar en operación en 2013.

Evolución futura de los sistemas de apoyo a la generación de electricidad con energías renovables

La actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial se sustenta en tres principios básicos como son la seguridad jurídica, viabilidad y estabilidad regulatoria.

Cualquier sistema de retribución económica, presente y futuro, de apoyo a la generación de electricidad de fuentes renovables tendrá como base los principios citados, arbitrando los mecanismos necesarios para conjugar las mejoras tecnológicas y la evolución de los mercados con los incentivos para la producción de electricidad

procedente de fuentes renovables, de forma que se alcancen las metas y objetivos en los plazos establecidos.

Para la determinación de la retribución se tendrán en cuenta los parámetros técnicos y los costes de inversión en que se haya incurrido, al efecto de garantizar un retorno adecuado de las mismas, de acuerdo con lo previsto en la Ley del Sector Eléctrico y con la Ley 2/2011 de Economía Sostenible; estableciéndose un número máximo de horas, por tecnología, con derecho a percepción de la retribución prevista dentro del régimen especial, siendo el resto de la energía generada fuera de esas horas retribuidas al precio de mercado.

Asimismo, la tutela efectiva de la Administración debe asegurar la transferencia a la sociedad de la ganancia de la adecuada evolución de estas tecnologías en cuanto a la competitividad en costes relativos, minimizando los riesgos especulativos, provocados en el pasado por rentabilidades excesivas que dañan no sólo a consumidores sino a la industria en la percepción que se tiene de ella. Por tanto, será necesario arbitrar sistemas suficientemente flexibles y transparentes que permitan dar y obtener las señales económicas y de mercado que minimicen los riesgos, tanto los asociados a la inversión y su retribución, como los provocados por las fluctuaciones de los mercados energéticos.

El esfuerzo en el fomento de la mejora tecnológica y la reducción de costes debe ir aparejado a una mejora en la integrabilidad y mayor gestionabilidad de las instalaciones que permitan la gestión más eficiente del sistema eléctrico en su conjunto, aprovechando para ello las características específicas de las diversas tecnologías de generación de fuentes renovables y sus posibles complementariedades.

Al objeto de garantizar la sostenibilidad y eficacia del marco de apoyo, la evolución de los niveles de retribución para cada tecnología tratará de converger en el tiempo con la percibida por el resto de tecnologías de generación convencionales en el Régimen Ordinario, conforme a los resultados del *Estudio de Prospectiva Tecnológica* realizado por IDAE para la elaboración de este plan.

El marco de apoyo a la producción de electricidad a partir de fuentes renovables deberá disponer de mecanismos suficientes para planificar y adecuar el crecimiento de las tecnologías a los objetivos previstos en este plan de energías renovables. Asimismo los niveles de retribución podrán ser modificados considerando las curvas de aprendizaje de las distintas tecnologías, del comportamiento del mercado y del grado de cumplimiento de los objetivos de energías renovables.

Balance Neto

Tradicionalmente, el sistema de generación de energía eléctrica se ha caracterizado por un esquema de generación centralizada, unidireccional y con escaso control sobre la demanda. En los últimos años la aparición de nuevos conceptos, desarrollos y sistemas pueden dar pie, gradualmente, a una evolución de este modelo hacia otro donde la **generación de electricidad distribuida** (generalmente de pequeña potencia) comienza a integrarse de una manera eficaz en la red como un elemento de eficiencia, de producción y de gestión, y no tan sólo como una simple conexión para la entrega de la energía eléctrica producida.

Así, relacionados con la generación distribuida aparecen conceptos como el de las **microrredes**, formadas por sistemas de distribución en baja tensión, fuentes de

generación distribuida y dispositivos de almacenamiento, de manera que serán operados y gestionados como un sistema único. La microrred podría funcionar tanto como fuente de energía como un medio para proporcionar servicios auxiliares. Si se consigue en su interior el equilibrio entre generación y consumo, el impacto de la microrred en la red de distribución es mínimo.

Estos conceptos de generación distribuida, microrredes, etc., presentan **beneficios** para el sistema como son la reducción de pérdidas de la red (si esta generación distribuida está correctamente diseñada), la reducción de necesidades de inversiones en nuevas redes, y en definitiva, una minimización del impacto de las instalaciones eléctricas en su entorno.

La evolución tecnológica y comercial de las energías renovables en la actualidad y la prevista para el futuro, está permitiendo la reducción de sus costes de inversión. Por otro lado, en un contexto de mercado eléctrico liberalizado, en el que los precios finales de la electricidad, presumiblemente crecientes, reflejan las fluctuaciones de los mercados diarios, las energías eléctricas renovables representan una opción de interés para los usuarios tanto mayor cuanto más se asemejen sus perfiles de consumo y generación.

Este escenario facilita la llegada de la **paridad de red** para las energías eléctricas renovables. Se entiende paridad de red como el punto de indiferencia entre la compra de energía eléctrica al sistema y la autoproducción.

Cuando se alcanza este punto de paridad de red, para el productor/consumidor, el coste de producción de energía es igual al precio de referencia de la electricidad consumida de la red, de manera que el coste de oportunidad del productor/consumidor es nulo (es decir, el coste de generación es igual al ahorro que se obtiene por consumir energía autoproducida en lugar de consumir energía eléctrica comprada a terceros).

Para el sistema eléctrico, la llegada de la paridad de red de estas tecnologías no supondría coste adicional (no incrementaría el coste por encima del ya planteado o acordado en relación al desarrollo del sector).

En la actualidad, el titular de una instalación de producción en régimen especial puede vender la energía generada (a una tarifa regulada, directamente al mercado más una prima, o bien con un contrato bilateral), o consumir esta energía por completo. No está contemplada la posibilidad de consumir una parte de la energía generada y vender o ceder el excedente no consumido.

La Directiva 2009/72/CE, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, abre la puerta al desarrollo de medidas de fomento de la eficiencia energética a través de fórmulas de precios innovadoras, sistemas de contadores inteligentes y redes inteligentes de energía.

En este contexto, la conexión en redes interiores puede ser una de las principales vías de desarrollo de las tecnologías renovables ya que posibilitan el óptimo aprovechamiento de la electricidad en la medida en la que ésta abastece consumos eléctricos que se realizan en las proximidades de la instalación y resulta beneficiosa para el sistema eléctrico.

Se trata pues de **avanzar hacia un sistema de generación distribuida** mediante un mecanismo de **compensación de saldos de energía** o **balance neto** para potenciar el

autoconsumo de la energía generada localmente (particularmente en instalaciones de pequeña potencia).

Por tanto, se define el **balance neto** como aquel sistema de compensación de saldos de energía que permite a un consumidor que autoproduce parte de su consumo, utilizar el sistema eléctrico para “almacenar” los excedentes puntuales de su producción y recuperarlos posteriormente. Este sistema es especialmente interesante para las instalaciones de generación eléctrica con fuentes renovables no gestionables, como eólica o solar, ya que evita la necesidad de incorporar sistema de acumulación en la propia instalación.

En un cierto periodo de tiempo habrá un consumo neto; la compensación de saldos permite entregar excedentes a la red para recuperarlos posteriormente, pero en ese periodo el balance no debe ser excedentario. Se contabilizaría el balance neto de estos tránsitos de energía de manera que, si ha habido más demanda existe un pago al suministrador; si ha habido más exportación se genera un crédito de energía que se descuenta en posteriores facturas.

Este balance tendría una caducidad temporal, de manera que cada cierto periodo de tiempo se empezaría de cero, perdiendo los posibles excedentes de energía que se hubieran entregado a la red, dado que el concepto se basa en compensar la demanda y no ser productor neto.

Así pues, este concepto de balance neto tiene como puntos definitorios:

- Se trata de **instalaciones interconectadas destinadas a producir para autoconsumo**.
- El autoproductor **no es un generador neto**, se apoya en la red para gestionar el desfase entre producción y demanda.
- La red actúa como colchón para **absorber excedentes de producción**, con la participación del comercializador y otros agentes del sistema. Será necesario disponer de **equipos bidireccionales** que registren los tránsitos de energía en cada periodo horario.
- Los excedentes de energía no se pagan sino que se **compensan** descontándose directamente de la factura del abonado.
- Los excedentes no compensados se acumulan para próximas facturaciones con **un plazo máximo para la compensación**.
- El diseño debe ser tal que en un cierto periodo de tiempo **no haya excedentes**. Al final de este periodo se anula el excedente.

El balance neto forma parte de un sistema global de gestión de la demanda que incluiría la progresiva implantación de redes inteligentes, sistemas de generación distribuida y autoconsumo.

La introducción del balance neto supone la modificación del marco regulatorio actual para que se permita su actividad y desarrollo, con cambios encaminados hacia la simplificación de los procedimientos administrativos de autorización, conexión y legalización de instalaciones de pequeña potencia destinadas al autoconsumo.

4.4. Sistemas de apoyo al fomento de la utilización de energía procedente de fuentes renovables en la calefacción y refrigeración aplicados por el Estado miembro o por un grupo de Estados miembros

El sistema de apoyo para fomentar la generación eléctrica mediante el sistema de primas (descrito en el punto 4.3 anterior, dentro del Régimen Especial de Producción Eléctrica y que cuenta con subgrupos específicos para la biomasa y el biogás según el origen y tecnología utilizados) favorece específicamente la cogeneración a partir de fuentes renovables. Una vez se alcanza el rendimiento eléctrico equivalente mínimo exigido por la Directiva, se pasa a la categoría de cogeneración obteniendo una mayor retribución en todos los subgrupos. A partir de ahí, avanzar en mejoras de rendimiento eléctrico equivalente supone mejorar la retribución mediante el incremento de un complemento de eficiencia.

Todos los sistemas de apoyo, tanto vía reglamentación como financiera, al establecimiento de las energías renovables en sus aplicaciones térmicas se están realizando o evaluando de forma conjunta con ciertas variaciones específicas según tipo de fuente energética (biomasa, geotermia o solar térmica) y tipo de aplicación (individual, centralizada o redes de climatización). Respecto a los sistemas de apoyo para el fomento del uso de la calefacción y la refrigeración urbanas, utilizando fuentes de energía renovables, aunque en España no existe tradición en aplicaciones de redes de calefacción urbanas, se ha incluido junto al resto de aplicaciones de forma que pueda extenderse considerando, como se explica más adelante, que será de forma limitada.

A continuación se presentan las medidas para todas las tecnologías.

Reglamentación

La Directiva 2002/91/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 16 de diciembre de 2002, relativa a la eficiencia energética de los edificios establece la obligación de poner a disposición de los compradores o usuarios de los edificios un certificado de eficiencia energética. Este certificado debe incluir información objetiva sobre las características energéticas de los edificios de forma que se pueda valorar y comparar su eficiencia energética, con el fin de favorecer la promoción de edificios de alta eficiencia energética y las inversiones en ahorro de energía.

Esta Directiva se ha traspuesto mediante tres reales decretos relativos a la calificación energética de edificios (RD 47/2007), a la reglamentación de las instalaciones térmicas en los edificios (RD 1027/2007) y al Código Técnico de la Edificación (RD 314/2006).

▪ *Calificación energética de edificios*

El Real Decreto 47/2007, de 19 de enero, traspuso parcialmente la Directiva 2002/91/CE mediante la aprobación de un Procedimiento básico para la certificación de eficiencia energética de los edificios de nueva construcción.

La obtención de la calificación energética de un edificio puede realizarse mediante la utilización de un programa informático de Referencia (CALENER) o de un programa informático Alternativo, que constituyen la denominada opción general de calificación energética de un edificio, de acuerdo con el artículo 4º del RD 47/2007. Por otra parte está finalizándose la elaboración de los procedimientos de certificación energética de edificios existentes, los cuales además de calcular la

calificación energética del edificio, propondrán medidas de mejora para elevarla, tanto desde el punto de vista técnico como económico.

Se ha finalizado la incorporación a los procedimientos de cálculo de certificación energética de edificios la posibilidad de evaluar y obtener la correspondiente calificación cuando los edificios son abastecidos, tanto para calefacción como para ACS o para refrigeración, a través de sistemas de energías renovables (incluyendo biomasa, geotermia y solar térmica) ya sea en aplicaciones individuales, centralizadas o redes de calefacción centralizadas.

Se están dando los pasos legales necesarios para trasponer la obligación exigida a los propietarios por el artículo 7.1 de la Directiva 2002/91/CE de poner a disposición del posible comprador o inquilino, según corresponda, un certificado de eficiencia energética

Aunque no existen unos objetivos cuantitativos específicos para esta medida, el objeto de la misma consiste en motivar el cambio de comportamiento de las administraciones locales, de los urbanistas, arquitectos y promotores de viviendas para que tomen en consideración las opciones relativas a las energías renovables dentro de los correspondientes desarrollos urbanísticos y promociones de vivienda. Esta medida, sumada al resto de las expuestas en este apartado supondrá una serie de sinergias que permitan motivar adecuadamente al sector.

▪ *Reglamento de Instalaciones Térmicas en la Edificación*

Otra parte de la Directiva 2002/91/CE ha sido traspuesta mediante el Real Decreto 1027/2007, que establece el Reglamento de Instalaciones Térmicas en la Edificación (RITE). En este documento, así como en los documentos reconocidos por la Comisión Asesora del RITE, se presentan las exigencias mínimas que deben cumplirse cuando se realiza una instalación térmica en la edificación. En los últimos años se han realizado una serie de modificaciones dirigidas a regular y eliminar las barreras existentes a la hora de realizar instalaciones térmicas en los edificios con energías renovables (biomasa, geotermia y solar térmica).

Para poder obtener el correspondiente permiso para la operación de la instalación deben cumplirse estos requisitos mínimos que son supervisados por las correspondientes inspecciones llevadas a cabo por los departamentos encargados dentro de cada Comunidad Autónoma.

A fin de dar cumplimiento al artículo 13 de la Directiva 2009/28 y ofrecer un marco prescriptivo adecuadamente estructurado, actualmente se está planteando una modificación del RITE que complete aquellos aspectos regulatorios que permitan tanto mejorar la eficiencia energética de las instalaciones térmicas con la introducción de nuevas tecnologías más eficientes como la introducción de las energías renovables que todavía no están suficientemente desarrollados

▪ *Código Técnico de la Edificación*

La Directiva 2002/91/CE también fue considerada en la redacción del Real Decreto 314/2006 que aprobó el Código Técnico de la Edificación, donde se establecía la obligatoriedad de uso de energías renovables en su sección HE 4. Esta sección establece una contribución solar mínima de agua caliente sanitaria según cada región de España, considerando sus características climáticas específicas, y volumen de consumo. Adicionalmente la sección HE 5 establece una contribución solar

fotovoltaica mínima para edificios destinados a determinados usos y a partir de un cierto tamaño.

El cumplimiento de los puntos presentados en el Código Técnico de la Edificación es un requisito básico para obtener la cédula de habitabilidad de un edificio de nueva construcción y por tanto son de obligado cumplimiento en el sector de la edificación.

Continuando con la línea de trabajo establecida en el actual Código Técnico se pretende promover el uso de las energías renovables a través de una revisión del mismo que permita incluir una obligatoriedad más amplia, mediante una contribución mínima adicional utilizando energías renovables en los consumos de calefacción y refrigeración de los edificios de nueva construcción. Igualmente se está analizando avanzar en el establecimiento de una contribución mínima de generación eléctrica, no necesariamente fotovoltaica y que se cuantificará en función de la tecnología utilizada.

Se están analizando las posibilidades y casos en los que sería adecuado establecer medidas semejantes en edificios existentes.

- *Ordenanzas Municipales*

Desde hace más de seis años existe un modelo de ordenanza solar municipal que establece las prescripciones mínimas de uso y las condiciones y aportaciones mínimas obligatorias de la energía solar en las edificaciones de un municipio. Este modelo es de libre adopción por parte de las autoridades locales, existiendo un gran número de municipios que han optado por su implementación.

Dado el éxito de este modelo de ordenanza se pretende elaborar un modelo similar que incluya otras energías renovables como la biomasa y las redes urbanas de calefacción centralizada, siendo un punto importante para el impulso de las aplicaciones térmicas especialmente en municipios rurales pequeños o medianos vinculados a los recursos.

Ayuda financiera

Actualmente existen dos vías de promoción de las energías renovables térmicas mediante ayudas financieras: las ayudas directas a la inversión y los programas específicos de financiación de instalaciones. Estos dos sistemas podrían complementarse con un nuevo sistema de incentivos a la producción térmica, que se encuentra en estudio.

- *Ayudas a la inversión*

Actualmente existe un sistema de ayudas a la inversión en energías renovables térmicas cuyos presupuestos son establecidos por la Administración General del Estado y aplicados mediante convenios con las Comunidades Autónomas que son quienes, de cara al solicitante, gestionan dichos fondos. Los convenios son revisados y firmados anualmente, realizando un seguimiento del cumplimiento y adecuación de los mismos. Estos presupuestos son complementados, en ocasiones de forma muy notable, con fondos propios de las Comunidades Autónomas.

Para acogerse a estas ayudas deben cumplirse los requisitos establecidos en las correspondientes publicaciones de ayudas de cada Comunidad Autónoma y que tienen

su base en los convenios establecidos entre el Gobierno Central y los Gobiernos Regionales.

Las ayudas a la inversión se establecen según tipo de tecnología, área renovable y características concretas de las prestaciones de los equipos utilizados.

Estos presupuestos sólo alcanzan a una parte de las instalaciones ejecutadas no pudiendo considerarse que el objetivo global de energía renovable aportada para usos térmicos podrá recibir dichas ayudas.

▪ *Programas de financiación*

En los últimos años se han desarrollado distintos programas de financiación de proyectos de energías renovables térmicas, siguiendo distintos conceptos: financiación incorporando subvención, financiación a través del ICO o financiaciones específicas por instalación a través del IDAE bajo conceptos como la Financiación por Terceros (FPT) o financiación con asesoramiento técnico.

En el último año se ha iniciado una nueva línea financiera, como experiencia piloto, que trata de financiar instalaciones de producción térmica para ACS, calefacción, refrigeración y otros usos en edificios, a través de Empresas de Servicios Energéticos (ESEs). Esta experiencia se inició en 2009 con el programa BIOMCASA destinado al área de biomasa, y en 2010 se está ampliando a geotermia (Programa GEOCASA), solar térmica (Programa SOLCASA). Estos programas tienen unas limitaciones en cuanto al importe por proyecto y se complementan con el programa de Grandes Instalaciones Térmicas (GIT) para las tres fuentes de energía renovables antes mencionadas, aplicable a proyectos de mayor volumen de inversión pero que cuenta con un sistema de garantías técnicas y financieras diferentes.

Estos programas no se limitan a actividades de financiación sino que además establecen unas garantías técnicas a la hora de realizar las instalaciones, aseguran un compromiso de suministro en cantidad de energía y ahorro económico al usuario final y realizan campañas informativas de promoción tanto a los sectores involucrados en el desarrollo de proyectos como a los usuarios.

Los programas permiten obtener una financiación total o parcial a ESEs que previamente hayan sido habilitadas por el IDAE para poder recibir dicha financiación. Para obtener esta habilitación es necesario cumplir una serie de requisitos de capacidades de suministro, técnico-económicos y de solvencia técnica y financiera, que pueden completarse a través de acuerdos con otras empresas del sector especializadas en aspectos concretos del proceso de gestión energética. La habilitación de una empresa le da derecho a acceder a la línea de financiación pero también le permite hacer uso de los logos del programa para el que está habilitada y participar de las correspondientes actividades de promoción realizadas dentro del programa.

El usuario obtiene un contrato de abastecimiento a largo plazo con un precio de la energía inferior al que tendría que pagar si optase por una instalación con combustibles convencionales, asegurando dentro de este precio la amortización de la instalación y la operación y mantenimiento del mismo. Además, el interés de la financiación se establece dentro de los niveles más bajos de mercado, siendo una financiación atractiva para las ESEs que posteriormente trasladarán estos costes al usuario.

A medida que se avance en estos programas, si se obtienen los resultados positivos esperados, se planteará su desarrollo a través de entidades financieras privadas o su mantenimiento a través de fondos organismos o entidades públicas.

- *Sistema de Incentivos al Calor Renovable (ICAREN)*

A la vista del cumplimiento de los objetivos para las áreas térmicas renovables, se ha comprobado que todavía no se ha logrado el impulso necesario para las mismas, a pesar de haber eliminado un gran número de barreras reglamentarias.

Actualmente se está analizando el posible desarrollo de un nuevo mecanismo de incentivos, incompatible con la percepción de otro tipo ayudas, que impulse el desarrollo de las Empresas de Servicios Energéticos Renovables (ESE) y permita solventar las barreras financieras o de acceso a las ayudas, todavía existentes a la hora de plantear proyectos de este tipo.

Este nuevo marco retributivo específico para energías renovables podría basarse en establecer un precio máximo de referencia de la energía térmica vendida por la ESE, unido a un incentivo según la energía renovable aplicada; es decir en aplicar una retribución adicional supeditada al suministro de energía a través de una ESE, facturado según el consumo del usuario. Las ESEs tendrían derecho a percibir el incentivo por suministrar la energía según se disponga en la normativa correspondiente.

Los incentivos establecidos variarían según la fuente de energía renovable (biomasa, geotermia, solar térmica, biogas, etc.).

4.5 Sistemas de apoyo al fomento de la utilización de energía procedente de fuentes renovables en el transporte aplicados por el Estado miembro o por un grupo de Estados miembros

Reglamentación

- *Obligación de uso de biocarburantes*

La disposición adicional decimosexta de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, establece objetivos anuales de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte, que son objetivos obligatorios a partir del año 2009, y alcanzan el 5,83 % en 2010. Además, se habilita al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio a dictar las disposiciones necesarias para regular un mecanismo de fomento de la incorporación de los biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte. También habilita al Gobierno a modificar estos objetivos establecidos, así como a establecer objetivos adicionales.

En este sentido, el Real Decreto 459/2011, de 1 de abril, por el que se fijan los objetivos obligatorios de biocarburantes para los años 2011, 2012 y 2013, establece tres objetivos que se expresan como contenido energético mínimo en relación al contenido energético en gasolinas, en gasóleos y en el total de gasolinas y gasóleos vendidos o consumidos.

Los objetivos obligatorios globales son los siguientes:

Tabla 4.5-1 Objetivos de biocarburantes

2011	2012	2013
6,2%	6,5%	6,5%

Además, se establecen los siguientes objetivos por producto:

Tabla 4.5-2 Objetivos de biocarburantes en diésel

2011	2012	2013
6,0%	7,0%	7,0%

Tabla 4.5-3 Objetivos de biocarburantes en gasolinas

2011	2012	2013
3,9%	4,1%	4,1%

Como se puede ver por la información aportada en las tablas anteriores, en la actualidad no existe un apoyo diferenciado por tipo de carburante o tecnología dentro del marco de la obligación. Ésta tampoco establece un apoyo específico para los biocarburantes que cumplan los criterios del artículo 21, apartado 2, de la Directiva.

Para lograr estos objetivos de la manera más eficiente posible, la orden ITC/2877/2008, de 9 de octubre, por la que se establece un mecanismo de fomento del uso de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte, fija mecanismos de flexibilidad temporal para la contabilización de las cantidades de biocarburantes vendidas o consumidas, y un sistema de certificación y pagos compensatorios que será gestionado por la Comisión Nacional de Energía y permitirá a los sujetos obligados la transferencia de certificados, al tiempo que servirá como mecanismo de control de la obligación.

Los sujetos obligados por el esquema español de obligación de uso de biocarburantes son:

- Los operadores autorizados para distribuir al por mayor productos petrolíferos, por sus ventas anuales en el mercado nacional, excluidas las ventas a otros operadores al por mayor.
- Las empresas que desarrollen la actividad de distribución al por menor de productos petrolíferos, en la parte de sus ventas anuales en el mercado nacional no suministrado por los operadores al por mayor.
- Los consumidores de productos petrolíferos, en la parte de su consumo anual no suministrado por operadores al por mayor o por las empresas que desarrollen la actividad de distribución al por menor de productos petrolíferos.

Los sujetos obligados que no dispongan de certificados suficientes para el cumplimiento de sus obligaciones estarán obligados a la realización de pagos compensatorios.

Se considerará que la realización de los pagos compensatorios supone el cumplimiento de las obligaciones establecidas siempre que el grado de incumplimiento sea leve (menor que un umbral fijado mediante una fórmula de cálculo en la Orden ITC/2877/2008). En caso contrario, se considerará que se ha

producido un incumplimiento de las obligaciones establecidas para el logro de los objetivos anuales de contenido mínimo de biocarburantes y otros combustibles renovables, lo que constituye infracción muy grave según la Ley 34/1998. La imposición de sanciones administrativas que pudieran derivarse del citado incumplimiento se realizará sin perjuicio de los pagos compensatorios que se deberán efectuar en cualquier caso.

En la Orden ITC/2877/2008 se designa a la Comisión Nacional de Energía como entidad responsable de la expedición de certificados de biocarburantes, de la gestión del mecanismo de certificación y de la supervisión y control de la obligación de comercialización de biocarburantes.

La Circular 2/2009, de 26 de febrero, de la Comisión Nacional de Energía, por la que se regula la puesta en marcha y gestión del mecanismo de fomento del uso de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte, establece las normas de organización y funcionamiento de dicho mecanismo. En concreto, define los procedimientos, normas y reglas para la solicitud de la constitución de Cuentas de Certificación, para la solicitud de expedición de certificados de biocarburantes y para las transferencias y traspasos de certificados, y establece los procedimientos de gestión del Sistema de Anotaciones en Cuenta por parte de la Comisión Nacional de Energía.

La CNE está habilitada para efectuar las comprobaciones e inspecciones que considere necesarias para la supervisión y control de las obligaciones definidas, que podrán afectar tanto a sujetos obligados como a sujetos no obligados.

Los sujetos que acrediten la venta o consumo de biocarburantes deberán aportar la información que la CNE les requiera, así como permitir el acceso a sus instalaciones y a sus registros y contabilidad, en condiciones adecuadas para facilitar la verificación y, en su caso, inspección del cumplimiento de las obligaciones establecidas por la Orden ITC/2877/2008, la circular 2/2009 y cualesquiera otras que se establezcan relacionadas con las mismas.

Mediante orden del Ministro de Industria, Turismo y Comercio, se podrán suprimir o modificar por el tiempo que se considere necesario las obligaciones establecidas en la Orden ITC/2877/2008.

Es importante resaltar aquí que la obligación será el mecanismo sobre el que se asentará la consecución de los objetivos energéticos de introducción de energías renovables en el transporte, por lo que se refiere a la contribución de los biocarburantes.

▪ *Uso de biocarburantes en la flota de vehículos de la Administración*

La Revisión de la Estrategia de la Unión Europea para un Desarrollo Sostenible del año 2006, incorpora como destacable novedad metas concretas en Contratación Pública. En el apartado dedicado a Consumo y Producción Sostenible, fija como objetivo general fomentar patrones en tal dirección, y marca como finalidad y objetivo operativo “aspirar a alcanzar para 2010 en toda la Unión Europea un nivel medio de contratación pública ecológica igual al que han alcanzado hasta ahora los Estados miembros más sobresalientes”.

En este contexto, y como parte de las estrategias en política medioambiental, el Consejo de Ministros creó, mediante Acuerdo de 22 de mayo de 2006, la Comisión

Interministerial para la Incorporación de Criterios Ambientales en la Contratación Pública. La Comisión tiene como cometido la elaboración de un Plan de Contratación Pública Verde con la finalidad de articular la conexión entre la contratación pública y la implantación de prácticas respetuosas con el medio ambiente.

Este objetivo queda plasmado en la Orden PRE/116/2008, de 21 de enero, por la que se publica el Acuerdo de Consejo de Ministros por el que se aprueba el Plan de Contratación Pública Verde de la Administración General del Estado y sus Organismos Públicos, y las Entidades Gestoras de la Seguridad Social.

Con este Plan se articula la conexión entre la contratación pública y la implantación de prácticas respetuosas con el medio ambiente, de forma que se alcance antes de 31 de diciembre de 2010 la meta establecida por la Comunidad Europea en la Estrategia revisada para un Desarrollo Sostenible. Tiene como objetivos específicos establecer metas cuantificadas para los grupos de productos, servicios y obras considerados como prioritarios para la incorporación de criterios ambientales por la Comisión Europea y establecer directrices para la incorporación de criterios ambientales en las distintas fases de la contratación.

Entre las medidas adoptadas, en el ámbito del transporte se incluye la siguiente:

“Analizar y adaptar antes de 31 de diciembre de 2010 el parque de vehículos existente para que admitan el uso de biocombustibles. Se exceptúan los vehículos equipados con motor híbrido. Inclusión de la compatibilidad con biocombustibles como criterio obligatorio en todos los contratos de compra de vehículos nuevos en aquellos segmentos del sector donde exista oferta suficiente de automóviles que ya dispongan de esta tecnología, de modo que el 50% de la flota consuma antes de 31 de diciembre de 2012 mezclas de alto contenido de biocombustible (30% diesel y bioetanol al 85%). A partir del 1 de enero de 2008 se incorporará la compra de vehículos de motor híbrido, para su destino como coches de incidencias que realizan recorridos fundamentalmente urbanos, siempre que existan en el mercado productos que permitan la concurrencia. Antes de 31 de diciembre de 2010, inclusión en la adjudicación de todos los contratos de suministro de combustible, de la disponibilidad de ofrecer y repostar biocombustibles.”

Con la aplicación de esta medida se pretende alcanzar antes del 31 de diciembre de 2012, un consumo de un 38% de biocarburantes respecto del total de combustibles consumidos en el Parque Móvil del Estado.

El Plan de Ahorro y Eficiencia Energética 2008-2011, aprobado por el Consejo de Ministros el 1 de agosto de 2008, contiene 31 medidas urgentes para intensificar el ahorro y la eficiencia energética de nuestro país. Muchas de ellas se suman a otras ya en marcha. Así, en el ámbito de la movilidad se refuerza la acción ejemplarizante por parte de la Administración General del Estado, iniciada con el Plan de Contratación Pública Verde, fijando en 2009 un objetivo de consumo mínimo del 20 por 100 de biocarburantes en las flotas de vehículos públicos.

Ayuda financiera

La legislación nacional vigente en esta materia se indica a continuación:

- Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales.
- Real Decreto 1165/1995, de 7 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de los Impuestos Especiales.

- Ley 53/2002, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social.
- Real Decreto 1739/2003, de 19 de diciembre, por el que se modifican el Reglamento de los Impuestos Especiales, aprobado por el Real Decreto 1165/1995, de 7 de julio, y el Real Decreto 3485/2000, de 29 de diciembre.
- Ley 22/2005, de 18 de noviembre, por la que se incorporan al ordenamiento jurídico español diversas directivas comunitarias en materia de fiscalidad de productos energéticos y electricidad y del régimen fiscal común aplicable a las sociedades matrices y filiales de Estados miembros diferentes, y se regula el régimen fiscal de las aportaciones transfronterizas a fondos de pensiones en el ámbito de la Unión Europea.
- Real Decreto 191/2010, de 26 de febrero, por el que se modifica el Reglamento de los Impuestos Especiales, aprobado por el Real Decreto 1165/1995, de 7 de julio.

- *Tipo impositivo especial para biocarburantes*

La Ley de Impuestos Especiales establece que con efectos hasta el día 31 de diciembre de 2012 se aplicará a los biocarburantes un tipo especial de cero euros por 1.000 litros en el impuesto de hidrocarburos. El tipo especial se aplicará exclusivamente sobre el volumen de biocarburante aun cuando éste se utilice mezclado con otros productos.

Siempre que la evolución comparativa de los costes de producción de los productos petrolíferos y de los biocarburantes así lo aconseje, las Leyes de Presupuestos Generales del Estado podrán sustituir el tipo cero por un tipo de gravamen de importe positivo, que no excederá del importe del tipo impositivo aplicable al carburante convencional equivalente.

Se trata de un régimen obligatorio gestionado por el Departamento de Aduanas e Impuestos Especiales de la Agencia Tributaria.

Por otro lado, la elegibilidad dentro de este sistema de apoyo no está relacionada con la dimensión del agente que comercialice el biocarburante.

- *Exención fiscal para proyectos piloto de biocarburantes*

La Ley de Impuestos Especiales establece que quedan exentas del impuesto especial de hidrocarburos la fabricación o importación de biocarburantes que se destinen a su uso como carburantes, directamente o mezclados con carburantes convencionales, en el campo de los proyectos piloto para el desarrollo tecnológico de productos menos contaminantes.

Tendrán la consideración de “proyectos piloto para el desarrollo tecnológico de productos menos contaminantes” los proyectos de carácter experimental y limitados en el tiempo, relativos a la producción o utilización de los productos indicados y dirigidos a demostrar la viabilidad técnica o tecnológica de su producción o utilización, con exclusión de la ulterior explotación industrial de los resultados de los mismos.

Se trata de un régimen voluntario gestionado por el Departamento de Aduanas e Impuestos Especiales de la Agencia Tributaria.

El Reglamento de los Impuestos Especiales indica que, una vez aprobada la solicitud de exención, el centro gestor expedirá el correspondiente acuerdo de reconocimiento de la exención con la vigencia solicitada por los interesados y que no podrá superar los cinco años.

Existe una dimensión máxima establecida en el Reglamento de los Impuestos Especiales, relacionada con la acreditación del carácter experimental del proyecto y de que éste se limita a demostrar la viabilidad técnica o tecnológica de su producción o utilización. Esta condición se considerará acreditada cuando la cantidad de biocarburante producida no exceda de 5.000 litros por año.

4.6 Medidas específicas para el fomento del uso de la energía procedente de la biomasa

4.6.1 Suministro de biomasa: fuentes nacionales e intercambios comerciales

Cuadro 7

Sector de origen		Cantidad de recursos nacionales (1) (t)	Importada		Exportada	Cantidad neta	Producción de energía primaria (ktep)
			UE	No UE	UE/no UE		
A) Biomasa procedente de la silvicultura (2)	De la cual:						
	1) Suministro directo de biomasa de madera procedente de bosques y otras superficies forestales para generación de energía	4.800.000				4.800.000	1.200
	Optativo: si la información está disponible, puede detallarse más la cantidad de materias primas que pertenezcan a esta categoría:						
	a) productos de las talas						
	b) residuos de productos de las talas (cimas, ramas, cortezas, tocones)						
	c) residuos procedentes de la gestión del paisaje (biomasa de setos, procedente de parques, jardines, arboledas, arbustos)						
	d) otros (definirse)						
	2) Suministro indirecto de biomasa leñosa para generación de energía	5.218.750	1.000	0	1.000	5.218.750	1.600
	Optativo: si la información está disponible, puede detallarse más:						
	a) residuos procedentes de aserrado, industrias de la madera, industria del mueble (cortezas, serrín)	3.218.750	1.000		1.000	3.218.750	1.000

Capítulo 4- Medidas para alcanzar los objetivos

	b) subproductos de la industria de la celulosa y del papel (licor negro, resina de lejías, celulósicas)	2.000.000				2.000.000	600
	c) materia transformada para leña						
	d) madera reciclada después del consumo (madera reciclada, generación de energía, desechos de madera domésticos)	0					
	e) otros (definirse)	0					
B) Biomasa procedente de la agricultura y la pesca:	De la cual:	457.852	546.083	379.839	0	1.383.774	277
	1) Cultivos agrícolas y productos de la pesca proporcionados directamente para la generación de energía	457.852	546.083	379.839	0	1.383.774	277
	Optativo: si la información está disponible, puede detallarse más:						
	a) cultivos herbáceos (cereales, oleaginosas, remolacha azucarera, maíz para ensilaje)	457.852	546.083	334.672	0	1.338.607	270
	b) plantaciones						
	c) árboles de rotación corta						
	d) otros cultivos energéticos (gramíneas)						
	e) algas						
	f) otros (palma)	0	0	45.167	0	45.167	7
	2) Subproductos de la agricultura/residuos transformados y subproductos de la pesca para la generación de energía	4.773.001			141.330	4.631.671	1.435
	Optativo: si la información está disponible, puede detallarse más:						
	a) paja	333.333				333.333	100
	b) estiércol	234.250	0	0	0	234.250	1,6
	c) grasa animal	112	0	0	0	112	0,04
	d) harina de carne y huesos	88.976	0	0	0	88.976	33,8
	e) subproductos de la torta (incluidas tortas oleaginosas y tortas de aceite de oliva para producción de energía)	1.885.669	0	0	125.669	1.750.000	700
	f) biomasa de fruta (incluidas cáscaras, huesos)	630.661	0	0	5.661	625.000	200
	g) subproductos de la pesca	0					
	h) recortes de vides, olivos, frutales	1.600.000				1.600.000	400
	i) otros (definirse)	0					
C) Biomasa procedente de residuos	De la cual:						

1) Fracción biodegradable de residuos sólidos urbanos incluidos los residuos biológicos (residuos biodegradables de jardines y parques, residuos de comida y de cocina domésticos, residuos de restaurantes, de empresas de comidas por encargo y de establecimientos minoristas, y residuos comparables procedentes de centrales de transformación alimentarias) y gases de vertedero.	4.653.471	0	0	0	4.653.471	366,9
2) Fracción biodegradable de residuos industriales (incluidos papel, cartón, paletas)	16.436				16.436	5,8
3) Lodos de depuración	254.400				254.400	4,9

(1) Cantidad de recursos en m³ (si es posible; en caso contrario, en otras unidades adecuadas) para la categoría A y sus subcategorías y en toneladas para las categorías B y C y sus subcategorías.

(2) La biomasa procedente de la silvicultura deberá incluir también biomasa procedente de industrias de base forestal. Bajo la categoría de biomasa procedente de combustibles sólidos transformados de la silvicultura, como las astillas, «pellets» y briquetas, deberán incluirse las correspondientes subcategorías de origen.

Para el caso del biodiésel se ha utilizado el siguiente método de cálculo:

$$\text{Energía primaria (ktep)} = \frac{\text{Cantidad de aceite (t)}}{\text{Factor de conversión}} \times \frac{\text{Contenido energético (tep / m}^3\text{)}}{\text{Densidad (t / m}^3\text{)}} \times \frac{1}{1.000}$$

Siendo:

Cantidad de aceite (t): la empleada para la fabricación de biodiésel, expresada en toneladas; la relación entre la biomasa de semillas o frutos de oleaginosas y el aceite obtenido se ha calculado con los siguientes factores de extracción (toneladas de semillas/frutos necesarias para obtener 1 tonelada de aceite):

- Girasol = 2,386
- Colza = 2,560
- Soja = 5, 435
- Palma = 5,755

Factor de conversión: toneladas de aceite necesarias para producir 1 tonelada de biodiésel; se han empleado los siguientes valores:

- Aceite vegetal = 1,05
- Aceite usado = 1,10

Contenido energético: la energía por unidad de volumen obtenida del biodiésel; el valor empleado es el indicado en el Anexo de la Orden ITC/2877/2008, esto es, 0,7894 tep/m³.

Densidad: el R.D. 61/2006, que establece las especificaciones de gasolinas, gasóleos, fuelóleos y gases licuados del petróleo, y el uso de biocarburantes, indica que en el

caso del biodiésel debe cumplirse la norma EN 14214; en ésta se señala que la densidad debe estar comprendida entre 0,860 y 0,900 t/m³; para los cálculos realizados en este documento se ha empleado, como valor más típico, 0,880 t/m³.

Para el caso del bioetanol se ha utilizado el siguiente método de cálculo:

$$\text{Energía primaria (ktep)} = \frac{\text{Materia prima (t)}}{\text{Factor de conversión}} \times \frac{\text{Contenido energético (tep / m}^3\text{)}}{\text{Densidad (t / m}^3\text{)}} \times \frac{1}{1.000}$$

Siendo:

Materia prima (t): la cantidad de grano empleada para la fabricación de bioetanol, expresada en toneladas.

Factor de conversión: toneladas de materia prima necesarias para producir 1 tonelada de bioetanol; se han empleado los siguientes valores:

- Trigo = 2,8
- Cebada = 3,3

Contenido energético: la energía por unidad de volumen obtenida del bioetanol; el valor empleado es el indicado en el Anexo de la Orden ITC/2877/2008, esto es, 0,5074 tep/m³.

Densidad: para los cálculos realizados en este documento se ha empleado, como valor más típico, 0,794 t/m³.

Cuadro 7a: Previsiones para el suministro nacional de biomasa en 2015-2020

Capítulo 4- Medidas para alcanzar los objetivos

Sector origen		2015		2020	
		Cantidad prevista de recursos nacionales (t)	Producción de energía primaria (ktep)	Cantidad prevista de recursos nacionales (t)	Producción de energía primaria (ktep)
A) Biomasa procedente de la silvicultura	1) Suministro directo de biomasa de madera procedente de bosques y otras superficies forestales para generación de energía	6.828.484	1.707	8.719.175	2.180
	2) Suministro indirecto de biomasa leñosa para generación de energía	6.015.468	1.805	6.258.742	1.878
B) Biomasa procedente de la agricultura y la pesca:	1) Cultivos agrícolas y productos de la pesca proporcionados directamente para la generación de energía	3.755.159	1.088	5.892.543	1.722
	2) Subproductos de la agricultura/residuos transformados y subproductos de la pesca para la generación de energía	15.060.199	1.592	31.728.953	2.083
C) Biomasa procedente de residuos	1) Fracción biodegradable de residuos sólidos urbanos incluidos los residuos biológicos (residuos biodegradables de jardines y parques, residuos de comida y de cocina domésticos, residuos de restaurantes, de empresas de comidas por encargo y de establecimientos minoristas, y residuos comparables procedentes de centrales de transformación alimentarias) y gases de vertedero.	6.412.422	615	6.969.515	865
	2) Fracción biodegradable de residuos industriales (incluidos papel, cartón, paletas)	547.763	158	626.963	194
	3) Lodos de depuración	2.840.000	53	4.760.000	86

Métodos de cálculo para la biomasa agrícola, forestal, cultivos energéticos y leñas negras

Respecto al cuadro 7 (año 2006), se han tenido en cuenta las siguientes cantidades y PCI:

	tep	PCIh (tep/t)	toneladas	APLICACION	
				eléctrica (ktep)	térmica (ktep)
Leñas tallares	950.000	0,2500	3.800.000	0	950
Leñas podas	250.000	0,2500	1.000.000	0	250
Leñas olivos y c. agrícolas	400.000	0,2500	1.600.000	0	400
Paja cereal	100.000	0,3000	333.333	80	20
Leñas negras	600.000	0,3000	2.000.000	600	0
Serrines y virutas	450.000	0,3000	1.500.000	0	450
Cortezas	550.000	0,3200	1.718.750	170	380
Orujo	700.000	0,4000	1.750.000	250	450
Otros alimentarios	200.000	0,3200	625.000	0	200
Total	4.200.000		14.327.083	1100	3100

En lo relativo al cuadro 7a (años 2015 y 2020), se ha considerado la siguiente distribución para las aplicaciones eléctricas de este tipo de biomásas:

	Distribución 2015 (ktep)	Distribución 2020 (ktep)
Cultivos energéticos	210	504
Biomasa agrícola	200	383
Biomasa forestal	245	457
Biomasa industrias agrícolas	437	564
Biomasa industrias forestales	257	380
Lejías negras	501	531

En cuanto a las aplicaciones térmicas, para el cuadro 7a las cantidades de estos tipos de biomasa consideradas han sido las siguientes:

	Distribución 2015 (ktep)	Distribución 2020 (ktep)
Biomasa forestal	1357,3	1471,05
Biomasa leñosa indirecta	1047,06	966,69
Cultivos agrícolas	542,92	798,57
Subproductos de la agricultura/residuos transformados)	930,72	966,69

Por otro lado, en el año 2006 no existían cultivos energéticos destacables en España, con superficies cuantificables. Por tanto, el cuadro 8 es el siguiente:

Cuadro 8: Suelo agrícola actualmente utilizado para la producción de cultivos destinados a la generación de energía en 2006

Suelo agrícola utilizado para la producción de cultivos destinados a la generación de energía	Superficie (ha)
1) Suelo utilizado para árboles de reotación corta (sauces, álamos)	0
2) Suelo utilizado para otros cultivos energéticos, como gramíneas (alpiste arundináceo, switch grass, Miscanthus), sorgo	0

Métodos de cálculo para la biomasa procedente de residuos sólidos urbanos e industriales

Todas las cantidades de residuos recogidas en los cuadros 7 y 7a hacen referencia exclusivamente al contenido biodegradable de los residuos.

Respecto al cuadro 7 (año 2006), se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones:

- Los estiércoles del apartado B.2. se destinan exclusivamente a la producción de biogás.
- La grasa animal y las harinas de carne y huesos del apartado B.2. se destinan exclusivamente al sector cementero.
- En el apartado C.1., la fracción biodegradable de residuos sólidos urbanos (RSU) incluye RSU biodegradables incinerados (1.000.000 t), RSU biodegradables destinados a digestión anaerobia para la producción de biogás (8.189 t) y RSU biodegradables en vertederos que captan y aprovechan energéticamente el biogás (3.589.098 t).

- La fracción biodegradable de residuos industriales del apartado C.2. se corresponde con el uso neumáticos fuera de uso (NFU) (12.350 t), maderas recuperadas (11.097 t) y papel, cartón y celulosas (16.436 t) en el sector cementero.
- Los lodos de depuración del apartado C.3. son el sumatorio de los que se dedican a la generación de biogás (244.730 t) y al sector cementero (9.670 t).
- Tanto la energía primaria como las cantidades en toneladas correspondientes a los residuos que se dedicaron a la generación de biogás, han sido calculadas (usando los correspondientes factores de generación) a partir de los datos de generación eléctrica con biogás en el año 2006. Estos datos fueron de 6,6 GWh de generación eléctrica a partir de estiércoles, 2 GWh para la generación a partir de FORSU, 490 GWh procedente de vertederos y 7,5 GWh procedente de lodos EDAR.
- Los PCI considerados y las ratios de generación de metano por tonelada de residuo destinada a producir biogás, son los siguientes:

	PCIh (tep/t)	m3 CH4/t	% renovable	toneladas	tep	APLICACIÓN	
						eléctrica (ktep)	térmica (ktep)
Estiércoles	---	8	100%	234.250	1.621	1,6	---
Grasas animales	0,4	---	100%	112	45	---	0,04
Harina de carne y huesos	0,38	---	100%	88.796	33.742	---	33,7
RSU (incineración)	0,2	---	50%	1.000.000	200.000	200	---
RSU (biogás vertedero)	---	39	100%	3.589.099	120.378	120	---
RSU (biogás)	---	70	100%	8.189	491	0,5	---
NFU	0,75	---	29%	42006	9139	---	9,1
Madera recuperada	0,35	---	100%	11.097	3.884	---	3,9
Papel, cartón o celulosa	0,35	---	100%	16.436	5.753	---	5,8
Lodos EDAR	0,32	---	100%	9.670	3.094	---	3,1
Lodos EDAR (biogás)	---	9	100%	244.730	1.843	1,8	---
Total				5.244.386	379.991	324	56

Respecto al Cuadro 7a (años 2015 y 2020), hay que tener en cuenta que las grandes cantidades de residuos disponibles y su heterogeneidad posibilitan que los objetivos fijados puedan alcanzarse mediante múltiples combinaciones. Los datos reflejados en el cuadro 7a obedecen a las siguientes consideraciones:

- En el apartado B.2. se recogen tanto las cantidades de estiércoles y otros co-sustratos (residuos agroindustriales, principalmente) destinadas a producir biogás (10.962.000 t en 2015 y 25.920.000 t en 2020) como una estimación de las cantidades de grasas animales y harinas cárnicas que está previsto consuma el sector cementero (90.500 t en 2015 y 101.000 t en 2020).
- El apartado C.1. incluye las cantidades de RSU biodegradables destinadas a incineración (1.165.000 t en 2015 y 1.930.000 t en 2020) y las cantidades de combustible sólido recuperado (CSR) biodegradables producidos a partir de RSU destinadas a incineración (62.000 t en 2015 y 100.000 t en 2020), las cantidades de RSU biodegradables destinadas a producción de biogás en digestores anaerobios (708.349 t en 2015 y 1.187.405 t en 2020) y vertederos (4.175.073 t en 2015 y 3.296.110 t en 2020) y los CSR producidos a partir de RSU biodegradables destinados a hornos industriales (200.000 t en 2015 y 320.000 t en 2020).
- El apartado C.2. se corresponde con la incineración de residuos industriales en una instalación del sector papelero (310.000 t en 2015 y en 2020) y con el uso en hornos industriales de combustibles sólidos recuperados o combustibles derivados de residuos producidos a partir de madera recuperada (50.000 t en 2015 y 2020), papel, cartón o celulosa (30.000 t en 2015 y 2020), residuos del sector papelero (66.000 t en 2015 y 132.000 t en 2020), residuos de construcción y demolición

(55.000 t en 2015 y 2020), vehículos fuera de uso (22.000 t en 2015 y 35.200 t en 2020) y neumáticos fuera de uso (14.763 t en 2015 y 2020).

- El apartado C.3. se divide entre lodos destinados a la generación de biogás (2.740.000 t en 2015 y 4.600.000 t en 2020) y los lodos a usar en hornos industriales (100.000 t en 2015 y 160.000 t en 2020).
- Se detallan a continuación los PCI y ratios de generación de metano para los residuos destinados a valorización energética en los años 2015 y 2020:

	% renovable	PCIh (tep/t)	m3 CH4/t	2015		APLICACIÓN 2015		2020		APLICACIÓN 2020	
				toneladas	tep	eléctrica (ktep)	térmica (ktep)	toneladas	tep	eléctrica (ktep)	térmica (ktep)
Estiercoles	100%	----	8	8.729.000	61.856	62	----	20.640.000	142865	143	----
Otros co-sustratos	100%	----	62	2.233.000	121.871	122	----	5.280.000	281479	281	----
Grasas animales	100%	0,4	----	500	200	----	0	1.000	400	----	0
Harina de carne y huesos	100%	0,38	----	90.000	34.200	----	34	100.000	38000	----	38
RSU (incineración)	50%	0,21	----	1.165.000	244.650	245	----	1.930.000	405300	405	----
RSU (biogás vertedero)	100%	----	39	4.175.073	140.007	140	----	3.296.110	110532	111	----
RSU (biogás)	100%	----	70	708.349	42.501	42,5	----	1.187.405	71244	71	----
CSR procedente de RSU	50%	0,4	----	62.000	24.800	24,8	----	100.000	40000	40	----
CSR procedente de RSU	50%	0,4	----	200.000	80.000	----	80	320.000	128000	----	128
Residuos industriales (incineración)	59%	0,2	----	310000	62.000	62	----	310.000	62000	62	----
NEU	29%	0,75	----	14.763	11.076	----	11	14.763	11076	----	11
Madera recuperada	100%	0,35	----	50.000	17.500	----	18	50.000	17500	----	18
Papel, cartón o celulosa	100%	0,35	----	30.000	10.500	----	11	30.000	10500	----	11
Residuos sector papelero	59%	0,44	----	66.000	29.040	----	29	132.000	58080	----	58
RCD	50%	0,3	----	55.000	16.500	----	17	55.000	16500	----	17
Vehículos fuera de uso	16%	0,52	----	22.000	11.440	----	11	35.200	18304	----	18
Lodos EDAR	100%	0,32	----	100.000	32.000	----	32	160.000	51200	----	51
Lodos EDAR (biogás)	100%	----	9	2.740.000	20.629	21	----	4.600.000	34633	35	----
Total				20.750.685	960.770	718	242	38.241.478	1497612	1148	350

4.6.2 Medidas para incrementar la disponibilidad de la biomasa, teniendo en cuenta otros usuarios de biomasa (sectores de base agrícola y forestal)

Movilización de nuevas fuentes de biomasa

En España, más de un 50 % del suelo agrícola está clasificado con un riesgo medio-alto de erosión, alcanzando el 70 % en algunas regiones como Andalucía. Según un estudio del Instituto para la Conservación de la Naturaleza (ICONA), en los años 90 se estimaba que los costes directos derivados de la erosión en España ascendían a 280 M€ anuales, debido a la pérdida de producción agrícola, el deterioro de los embalses y los daños causado por las inundaciones, calculándose en 3.000 M€ el coste de las medidas contra la erosión y la recuperación del suelo durante un periodo de 15 a 20 años. Desde entonces se han desarrollado varios trabajos sobre técnicas de Agricultura de Conservación, evitando la quema de rastrojos, manteniendo el resto de la cosecha sobre la superficie y técnicas de mínimo laboreo, entre otras.

Actualmente el Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino (MARM), está desarrollando el Inventario Nacional de Erosión de Suelos 2002 - 2012, en base a lo previsto en el Plan Forestal Español, la Ley 43/2003 de Montes y la Ley 42/2007 del Patrimonio Natural y la Biodiversidad. Los objetivos de este Inventario son:

- Detectar, cuantificar y reflejar cartográficamente, en soporte digital y gráfico, los principales procesos de erosión en el territorio nacional.
- Estudiar su evolución en el tiempo, mediante su inventariación continua.
- Establecer áreas prioritarias de actuación para el control de la erosión.
- Servir como instrumento de coordinación de políticas, planes y programas de conservación y protección de suelos.

Este inventario está estudiando la erosión laminar y en regueros, la erosión en cárcavas y barrancos, la erosión en profundidad, la erosión en cauces y la erosión

eólica. Al día de hoy se encuentra disponible parcialmente; es decir, solo para determinadas provincias.

Entre las superficies con mayor riesgo de degradación se encuentran aquellas improductivas que han quedado en estado de abandono. Según el anuario de estadística agraria (2004) aproximadamente 5,4 millones de hectáreas, más del 10% del territorio total de España, son superficies de eriales y terrenos que, se encuentran improductivos. En muchos casos esas superficies no ocupadas por la agricultura o la ganadería podrían acoger nuevas masas arboladas.

En relación a las zonas agrícolas, de los datos obtenidos de las declaraciones de la PAC, año 2006, se desprende que en España existían 1.093.420 hectáreas en retirada y además 928.267 hectáreas en barbecho.

Respecto al barbecho en primer lugar indicar que a partir de 2010 sólo es obligatorio para aquellos agricultores que se acojan a las ayudas a la Rotación de Cultivos en zonas con regionalización igual o inferior a 2 t/ha. Adicionalmente señalar que no es fácil que en estos barbechos tradicionales se produzcan cambios y se movilicen hacia otros usos pues donde existen es porque son necesarios, bien por climatología, suelos pobres o exigencias ganaderas.

Por otro lado, en las campañas 2008 y la 2009 ha habido las siguientes superficies de retirada en España.

Tabla 4.6-1 Superficies de retirada en España campañas 2008 y 2009

Campaña	Secano	Regadío	TOTAL
2008	1.066.852	97.776	1.164.628
2009	1.629.675	129.790	1.759.465
2010	Se estima que han aumentado debido a los bajos precios de los cereales		

Es decir existe una tendencia creciente en la retirada de tierras que es muy posible que se mantenga ya que, aunque a partir de 2010 las retiradas han desaparecido, se cobran derechos igual en lo sembrado que en lo no sembrado. Según los expertos, posiblemente las superficies que se queden sin cultivar en España se sitúen entre 1 y 2 millones de has dependiendo de los precios de los cereales en los años próximos o de la rentabilidad de otras ofertas de nuevos cultivos o nuevos usos. Estas superficies por normas de condicionalidad tienen que ser cuidadas y rotadas por los agricultores, lo cual puede suponer un estímulo a su movilización.

Entre las medidas que se están analizando para el fomento de los cultivos energéticos se encuentran aquellas destinadas a la reforestación de tierras agrícolas en zonas con escasa capacidad productiva o zonas forestales desarboladas e improductivas, donde podrían implantarse algunas especies forestales con fines energéticos como especies del género Quercus, Eucaliptus, Acacia, etc.

La introducción de nuevos cultivos energéticos tanto en terreno forestal como en superficies agrícolas supone un conjunto de medidas que se desarrollarían a través de programas de repoblaciones energéticas de terrenos forestales, actualmente improductivos, y programas de reforestación de terrenos agrícolas con índices de productividad inferiores a 1,2 t/ha.año, ya abandonados o en proceso de retirada.

Por otro lado, dentro de las actuales zonas forestales arboladas existe una importante colaboración entre el MARM y el Ministerio de Industria Turismo y Comercio (MITYC) con objeto de movilizar aquella biomasa producida en los montes españoles y que actualmente no se extrae de los mismos siendo un foco de incendios y plagas. En este sentido, la “Estrategia Española para el Desarrollo del Uso Energético de la Biomasa Forestal Residual” elaborado por el MARM con el asesoramiento del IDAE ha permitido identificar y cuantificar las mínimas cantidades de biomasa forestal procedente de restos de aprovechamientos madereros y otras operaciones forestales que deberían movilizarse, tanto para mejorar las áreas forestales como para contribuir al desarrollo de las energías renovables. Esta estrategia, también permitirá establecer las bases para una mejora de muchos montes, actualmente no productivos, donde el aprovechamiento energético de los restos forestales permitirá su puesta en producción para usos no energéticos.

Por otro lado, actualmente los correspondientes departamentos competentes en materia forestal de distintos gobiernos regionales de España, con el asesoramiento del IDAE, están definiendo y desarrollando las bases para orientar el fin productivo de determinadas masas forestales hacia la producción de energía.

Por consiguiente para la consecución de los objetivos está previsto utilizar tanto los productos, como los subproductos y los residuos actuales, ya existentes, en la medida que aparece recogida en el anterior cuadro 7a.

En lo que se refiere a la política específica de producción y uso de biogás, indicar que aparte de la retribución a la producción eléctrica y a la cogeneración con biogás, el Ministerio de Medio Ambiente, Medio Rural y Marino publicó el 26 de diciembre de 2008 el Plan de Biodigestión de Purines, que tiene como finalidad reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en la gestión de purines mediante el empleo de técnicas de digestión anaerobia. El objetivo cuantificable de este Plan es llegar a tratar mediante estas técnicas 9.470.000 t purín/año. Aparte de para cubrición de balsas de purines, dicho Plan establece ayudas a la construcción de instalaciones individuales y centralizadas de digestión anaerobia de purines de porcino (dichas ayudas pueden alcanzar hasta el 40% de la inversión subvencionable).

Con miras a maximizar el tratamiento de purines, en las instalaciones individuales y centralizadas que se sobrepase el 20% en volumen de otro sustrato distinto de los estiércoles de porcino en la mezcla, se le reducirá en un 5% la subvención por cada incremento del 10% en volumen de codigestato sobre el referido 20%. Además, no se deberá sobrepasar el 30% en volumen de estiércoles distintos del purín de porcino en la mezcla a codigir.

Este plan tiene una vigencia de cuatro años (2009-2012). Las bases reguladoras de las subvenciones para fomentar la aplicación de los procesos técnicos del Plan de Biodigestión de Purines se publicaron en el Real Decreto 949/2009.

Impacto en otros sectores

En España existen 27,6 millones de hectáreas forestales (más del 50% de la superficie total), de las cuales 18,2 millones se encuentran arboladas (incluidas las formaciones abiertas). Las existencias totales en 2008 se cuantificaron en 927,7 millones de m³ con corteza mientras que el crecimiento anual fue aproximadamente de 46,5 millones de m³. Además se contabilizó una extracción de 987.997 de toneladas de las leñas, aunque, tal y como recoge el Anuario de Estadística Forestal, estos valores sólo son estimaciones dada a dificultad de recoger información al respecto. El

volumen de cortas en ese mismo año fue de 17 millones de m³ c.c., por tanto la tasa de extracción en España es del 36,5%. Pero este índice varía extraordinariamente según la zona de España donde se aplique, siendo mucho mayor en la cornisa cantábrica que en la cuenca mediterránea. Estas tasas son muy inferiores a su capacidad productiva y se encuentran muy alejadas del 69% de media de la Unión Europea.

Esta situación, mantenida con tendencia creciente en los últimos años, entre otras razones, es debida a que los usos energéticos han descendido fuertemente. El uso de leñas, que en su mayor parte procedían de montes con especies del género *Quercus*, que se aprovechaban tradicionalmente, ha decaído radicalmente en las últimas décadas al expandirse las aplicaciones con combustibles fósiles. Este menor consumo también se debe al abandono rural sufrido a finales del siglo XX.

Adicionalmente las repoblaciones, principalmente de género *Pinus* llevadas a cabo ligadas a la política hidrológica de los años 50/60, están precisadas de tratamientos, no encontrando mercado para sus productos.

Esta falta de extracción de los recursos del monte, de limpieza del sotobosque, así como el abandono de restos procedentes de los tratamientos selvícolas sobre la masa arbolada, contribuye a la acumulación de combustible en el monte de forma que los incendios encuentran mayor cantidad de materia seca acumulada, incrementando su virulencia.

Actualmente, al margen de los usos energéticos y otros no maderables (corcho, resinas etc.), los montes sirven, principalmente, como fuente de suministro a tres grandes sectores: papel, tablero y sierra pero cuya demanda de productos forestales, como se ha indicado, no alcanza a cubrir la oferta disponible.

Sin embargo esta situación es compatible con fuertes importaciones de madera (que se han duplicado en los últimos quince años). Esta situación se debe, o bien a que la industria demanda productos que no puede conseguir en el mercado interior, o bien a la fuerte competencia en precio de productos exteriores frente a los cuales la estructura forestal española no puede competir.

El desarrollo de la “Estrategia Española para el Desarrollo del Uso Energético de la Biomasa Forestal Residual”, aprobado por la Comisión Estatal para el Patrimonio Natural y la Biodiversidad, permitirá el seguimiento de la movilización de los recursos energéticos forestales procedentes de restos. Esta estrategia se está ampliando a todos los productos forestales susceptibles de aprovechamiento energético a través de una “Estrategia de Uso Energético de la Biomasa Forestal” cuyo borrador ya ha sido finalizado por el MARM y cuyos objetivos están en consonancia con los definidos en el presente PER 2011-2020. Por otro lado, el MARM también está desarrollando una serie de medidas específicas vinculadas a la Ley 45/2007, de 13 de diciembre, para el desarrollo sostenible del medio rural, a través del Programa de Desarrollo Rural Sostenible (PDRS) 2010-2014 que pretende llevar a cabo un impulso de desarrollo en las zonas rurales. Entre las medidas destacadas en este programa se encuentran aquellas destinadas al fomento de las energías renovables, con especial mención de la biomasa.

Estos programas, tanto a nivel forestal como a nivel agrícola, no sólo pretenden el desarrollo de la biomasa sino que plantean un desarrollo conjunto de las actividades agroforestales tradicionales junto a nuevas actividades como es la producción de biomasa. Esto implicará un seguimiento de los objetivos que deberá ser realizado a

través de una estrecha colaboración entre el MARM, el MITYC y los correspondientes Departamentos de Medio Ambiente, Agricultura y Energía de las Comunidades Autónomas.

Existen varios sectores industriales que están directamente ligados con la producción de biomasa. Entre ellos destacan el sector de pasta y papel, el de la madera, el sector de producción de aceite de oliva y el de producción de vinos y alcoholes.

Tras el fuerte desarrollo experimentado en España por la industria del tablero durante las décadas de los ochenta y los noventa, con la crisis del sector de la construcción, la actividad de esta industria se ha visto muy limitada, de forma que se han liberado para el mercado energético grandes cantidades de biomasa procedente de otras industrias de productos forestales. Dado que no se prevé una recuperación del sector de la construcción a los niveles de finales de los años noventa, el sector del tablero, y en general el sector forestal, ha fijado sus objetivos en desarrollar un mercado energético que compense la pérdida productiva descrita en su actividad primitiva.

El sector de producción de aceite tiene un margen de desarrollo estable sólo limitado por la capacidad de producción de los olivares españoles. Este sector ha encontrado una nueva fuente de ingresos no sólo en la venta de los residuos generados en las industrias, sino que actualmente se encuentra en desarrollo el aprovechamiento de los restos obtenidos en la poda y otras operaciones de mantenimiento del olivar. Este tipo de biomasa ha sido quemada en el campo durante mucho tiempo, pero las limitaciones de estas prácticas unidas a la posible fuente de ingresos vinculada a su venta están motivando la promoción de proyectos piloto que estudien la viabilidad técnico-económica de los mismos.

Por último, mencionar que durante las últimas décadas la política agraria ha provocado la pérdida de una importante superficie dedicada a la producción de uva para vino, pero a su vez, la necesidad de obtener ingresos extra por parte de este sector está comenzando a dar como resultado la promoción del aprovechamiento energético de los restos del cultivo de la vid.

4.7 Utilización prevista de transferencias estadísticas entre Estados miembros y participación prevista en proyectos conjuntos con otros Estados miembros y terceros países

4.7.1 Aspectos de procedimiento

Tal y como quedó reflejado durante la negociación de la Directiva 2009/28/CE, la armonización de los regímenes de apoyo en la Unión Europea no ayudaría al fomento del uso de las energías renovables, creando, entre otras, nuevas barreras burocráticas en vez de conseguir una mayor eficiencia de costes. La aplicación del principio de subsidiariedad a la elección de los sistemas de apoyo por los Estados miembros queda consolidada en la Directiva a través de los Mecanismos de Cooperación (Art. 6-11), que aportan la flexibilidad necesaria para el cumplimiento de los objetivos nacionales mediante la cooperación con otros Estados miembros o con terceros países.

Actualmente no existe un procedimiento establecido para el desarrollo de proyectos en el marco de los mecanismos de cooperación. Se tratará, por lo tanto, de un

proceso de aprendizaje a través de la experiencia, ya que todos los Estados miembros han manifestado su interés en utilizar y explorar las posibilidades que ofrecen estos proyectos. Además, ya se han celebrado varias reuniones dedicadas a la puesta en común de los asuntos técnicos, legales y de implementación de los mecanismos de cooperación, en las que España ha participado. Al mismo tiempo, con la puesta en marcha de la Acción Concertada de la Directiva 2009/28/CE en septiembre de 2010, se ha abierto un foro fundamental para que estos proyectos lleguen a ser una realidad (el Grupo de Trabajo 1, liderado por Alemania y Francia, está dedicado a los Planes Nacionales de Energías Renovables y a los Mecanismos de Cooperación).

España está muy interesada en explorar las posibilidades que ofrecen todos los mecanismos de cooperación, siendo los más interesantes para nuestro país las transferencias estadísticas y los proyectos conjuntos con países terceros. No obstante, debe tenerse en cuenta que los escenarios desarrollados en este documento prevén que España conseguirá en 2020 el objetivo nacional marcado por la Directiva 2009/28/CE con sus propios recursos y articulando las actuaciones propuestas en este Plan. Además, por lo que hace referencia a la posibilidad de realizar proyectos en países terceros, no se debe olvidar que el saldo de intercambios internacionales de electricidad de nuestro país es claramente exportador, yendo una buena parte de nuestras exportaciones a Marruecos, que es energéticamente dependiente de la electricidad proveniente de España.

Además de las transferencias estadísticas y los proyectos con países terceros, el marco de los Mecanismos de Cooperación ofrece otras posibilidades: armonización de sistemas de apoyo (Art. 11 de la Directiva 2009/28/CE) y proyectos con otros Estados miembros (Art. 7 y 8 de la Directiva 2009/28/CE). Para España ninguna de ellas es descartable, si bien no son prioritarias: en el primer caso por su complejidad (aunque existen precedentes de cooperación energética con otros Estados miembros como el MIBEL) y en el segundo por la posibilidad de que impliquen problemas técnicos en la red eléctrica.

En concreto, y por lo que se refiere a la implantación en España de proyectos de generación eléctrica en el marco del esquema de proyectos conjuntos con otros Estados miembros, no hay que olvidar que la integración en la red de la electricidad producida por estos proyectos saturaría, aún más, la red española, sin contabilizar para la consecución del objetivo renovable nacional. Otro factor a tener muy en cuenta es la insuficiente interconexión de la Península Ibérica con el resto de Europa a través de los Pirineos, lo que imposibilita el flujo de la electricidad renovable producida en España.

Sobre estas bases, la posición española sobre el desarrollo de los Mecanismos de Cooperación de la Directiva 2009/28/CE está abierta a la colaboración con el resto de Estados miembros, sin más requisito previo que una comunicación a la Secretaría de Estado de Energía del interés en ese sentido por parte de los organismos homólogos de aquella en los países interesados.

TRANSFERENCIAS ESTADÍSTICAS

Para el desarrollo de una transferencia estadística entre España y otro Estado miembro de la Unión Europea deberán seguirse los siguientes pasos:

- Firma de un Memorando de Entendimiento (MoU) o el acuerdo internacional conveniente, entre el Gobierno de España y el del otro Estado miembro

involucrado, donde se explicita la intención de recurrir al mecanismo de transferencias estadísticas.

- Firma de un acuerdo entre los Gobiernos español y del otro Estado miembro implicado en el que se expliciten cantidades de energía, plazos y precios. En representación del Gobierno de España actuaría el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.
- La entidad certificadora en España, en el caso de que la transferencia estadística se realice hacia el exterior, será la Comisión Nacional de Energía (CNE).
- En el caso de que fuera necesario, de acuerdo con la legislación del otro Estado miembro, el proceso concluiría con la firma de un Tratado entre los dos países.

Articulación y condiciones económicas de las transferencias estadísticas

El precio medio estimado de los sobrecostes de generación de electricidad con energías renovables en España es de 54 € por cada MWh renovable producido. Este cálculo inicial preliminar será muy útil como punto de partida para poder determinar un precio en caso de llegar a un acuerdo con otro Estado miembro. Estos acuerdos podrán ser a medio o a largo plazo, y tendrán un impacto en la producción nacional. Además:

- La transferencia o intercambio se realizará en base a la producción eléctrica y a las políticas de electricidad existentes.
- Se diseñará un sistema transparente de evaluación y fijación de precios, teniendo en cuenta los costes anuales de la producción eléctrica según el sobrecoste de todas las fuentes de energía renovable, las proyecciones con las que se trabaja en este plan, así como los informes anuales elaborados por la Comisión Nacional de la Energía.
- A este precio estimado de sobrecostes (54 €/MWh) habría que añadir otros costes como son:
 - Mantenimiento de redes.
 - Infraestructuras.
 - Almacenamiento.
 - Costes de otras entidades: REE, CNE.

El mecanismo más adecuado podría ser el pago de un peaje de acceso que incluya estos conceptos.

PROYECTOS CONJUNTOS CON TERCEROS PAÍSES

Dentro de este marco resultan prioritarias para España aquellas acciones que ayuden a llevar a buen fin los objetivos energéticos del Plan Solar Mediterráneo, contribuyendo al tiempo a la solución de los problemas regulatorios, administrativos y de falta de interconexiones eléctricas que hoy lastran el desarrollo del mismo. En el caso de España, la electricidad generada mediante posibles proyectos conjuntos con países terceros aumentaría el superávit previsto en este plan sobre el objetivo marcado en la Directiva 2009/28/CE, y podría servir para hacer uso de las transferencias estadísticas con otro Estado miembro o bien para ser consumida en otro Estado miembro, siendo entonces España país de tránsito.

Por otro lado, cabe decir que sin el reforzamiento, por un lado, de las interconexiones eléctricas con el resto de la Unión Europea a través de Francia, y por

otro del refuerzo de la red interna, no tendría sentido plantear la participación de España en este tipo de proyectos conjuntos (serían proyectos que quedarían más bien dentro del ámbito de la cooperación internacional y la ayuda al desarrollo).

Para la implementación del mecanismo basado en la realización de proyectos conjuntos con terceros países los elementos fundamentales a tener en cuenta serán:

- Firma de un Memorando de Entendimiento (MoU), o el acuerdo internacional necesario, entre los gobiernos de los estados implicados donde se explicita la intención de desarrollar un proyecto en el marco del esquema de proyectos conjuntos con terceros países, conforme a lo recogido por la Directiva 2009/28/CE.
- Firma de un acuerdo entre los gobiernos de los estados implicados en el que se expliciten cantidades de energía a repartir, plazos de entrega de la misma y precios, tanto de la energía como de los peajes de tránsito. En representación del Gobierno de España actuaría el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.
- Iniciar un proceso de licitación en base a mecanismos competitivos para facilitar el acceso de organismos privados interesados en invertir en los proyectos.
- La CNE actuará como organismo certificador de la electricidad transferida, en lo que se refiere a su tránsito por territorio español. Todos los Estados participantes en el proyecto deberán reconocer entre ellos la capacidad de sus correspondientes órganos certificadores.
- La realización del proyecto deberá contar con un informe previo de REE sobre la viabilidad del mismo con relación a la capacidad y mantenimiento de la red eléctrica en España. Este informe deberá analizar, asimismo, los efectos de la realización del proyecto sobre la capacidad de interconexión de España con sus países vecinos.
- La realización del proyecto requerirá de autorización administrativa previa, que otorgará el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, tras el análisis técnico-económico del proyecto, el estudio de las informaciones aportadas por la CNE y REE, y las pertinentes consultas relativas a los trámites ambientales, de las que se encargará el Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino.
- La autorización administrativa incluirá, si procediese, la descripción del mecanismo económico de apoyo a la realización del proyecto. Éste habrá de tener en cuenta, al menos: la necesidad del pago de peajes, el mecanismo de inserción de la electricidad que entre en el sistema eléctrico español dentro del sistema de mercado existente y la posibilidad de aplicar un mecanismo de feed-in tariff a la electricidad, en caso de que parte de ésta fuera consumida en territorio español.
- La electricidad renovable generada en un país fuera de la UE podría ser consumida en otro Estado miembro, y no en España. En este caso, España sería el país de tránsito de esta electricidad, y sería necesario que el Estado miembro firmara también el acuerdo entre gobiernos.
- En caso de conflicto legal de intereses, se estará a lo dispuesto en la legislación del país donde se localice físicamente el proyecto.
- Los organismos privados podrán proponer siempre su participación en proyectos conjuntos. Esa propuesta deberá dirigirse a la Secretaría de Estado de Energía, que en último término deberá autorizar o no esa participación, y en caso de hacerlo establecer las reglas específicas bajo las cuales se habrá de desarrollar aquella.

- La electricidad que venga por la interconexión deberá cumplir los requisitos técnicos y de calidad exigidos para la correcta operación del sistema.

En principio, no existen ningún sector o tecnología vedados al desarrollo de ese tipo de proyectos, ni se ha determinado un límite de capacidad en ese sentido. Otra cosa será la valoración que el regulador y las autoridades hagan sobre la conveniencia o no de realizar ese tipo de proyectos en virtud de, entre otros factores, su afección a las infraestructuras de transporte de energía y el agotamiento de los recursos renovables nacionales. En último término ésta será la que determine si estos proyectos finalmente podrán o no llevarse a cabo.

4.7.2 Previsión de la producción excedentaria de energía procedente de fuentes renovables con respecto a su trayectoria indicativa que podría transferirse a otros Estados miembros

Tal y como se refleja en el cuadro 9 del siguiente epígrafe, la previsión es de obtener excedentes durante todo el periodo 2011-2020, que en este último año ascendería a 836 ktep.

Es intención de España disponer de sus excedentes para su posible transferencia a otros Estados miembros.

4.7.3 Potencial estimado de proyectos conjuntos

En principio, no existen ningún sector o tecnología vedados al desarrollo de ese tipo de proyectos, ni se ha determinado un límite de capacidad en ese sentido. Otra cosa será la valoración que el regulador y las autoridades hagan sobre la conveniencia o no de realizar ese tipo de proyectos en virtud de, entre otros factores, su afección a las infraestructuras de transporte de energía y el agotamiento de los recursos renovables nacionales. En último término ésta será la que determine si estos proyectos finalmente podrán o no llevarse a cabo.

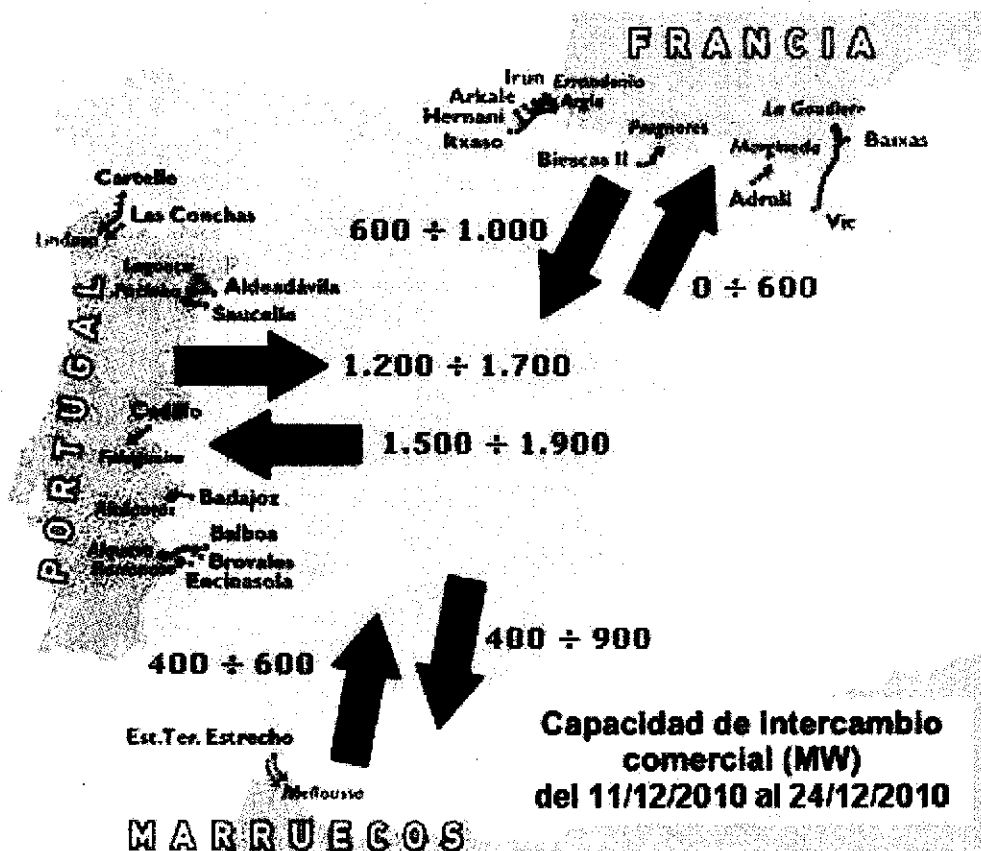
La localización de un proyecto de este tipo no tendría más límites que los establecidos en la legislación vigente y las consideraciones recogidas en el apartado anterior.

La información disponible actualmente sobre estos temas es fragmentada y no permite hacerse una idea clara del potencial real de desarrollo de estos proyectos por países.

Por otro lado, debe señalarse de nuevo la importancia, para el desarrollo de estos proyectos, de las interconexiones entre España y otros países, así como entre España y la UE. La Directiva 2009/28/CE establece que la electricidad de origen renovable producida en un tercer país, para que pueda ser contabilizada de cara a la consecución de los objetivos de un Estado miembro, tiene que ser consumida en la Unión Europea, por lo que debe existir una interconexión física, o haberse iniciado su construcción a más tardar el 31 de diciembre de 2016. En la actualidad, la capacidad de interconexión de la Península Ibérica con el resto de la Unión Europea, a través de Francia, es muy pequeña, y la única interconexión física real entre África y la Unión Europea es la que existe entre España y Marruecos a través del estrecho de Gibraltar.

Como ya se ha señalado, España exporta electricidad a Marruecos, siendo esta electricidad fundamental para su abastecimiento, la estabilización de su red, y su desarrollo económico y social. En las circunstancias actuales, y en las previstas hasta 2020, con una interconexión a través de Francia insuficiente, la electricidad importada de África, una vez obtenida la aprobación de las autoridades españolas, se incorporaría al mercado eléctrico ibérico, modificando sustancialmente los patrones de flujos de potencia necesarios para la correcta operación del sistema español. Y todo ello sin capacidad de tránsito y exportación efectiva al resto de la Unión Europea. Por lo tanto, el papel de España en el desarrollo de este tipo de proyectos no puede estar limitado al de país de tránsito.

Capacidad de intercambio comercial de España en MW



Fuente: REE

Para evaluar la capacidad de tránsito entre África y la Unión Europea hay que considerar la capacidad de intercambio comercial entre Marruecos y España y entre España y Francia. Según los datos del operador del sistema español, Red Eléctrica de España, la capacidad actual de intercambio comercial máxima en el sentido de España a Francia es de 600 MW, tanto en invierno como en verano, y tanto en punta como en valle. Este valor está limitado por las posibles sobrecargas de la red de 220 kV en la zona catalana. Por otra parte, la capacidad de intercambio comercial actual máxima en el sentido de Marruecos a España es de 600 MW en cualquier situación (usando un margen de seguridad de 100 MW definido por los desvíos de regulación históricos que se han venido observando en esta interconexión). También hay que tener en cuenta las posibles sobrecargas en la red de 220 kV de la zona sur de Andalucía, que limitan esta capacidad.

En 2011 está prevista la repotenciación de los ejes de 220 kV de Cataluña y la puesta en servicio de la subestación Bescanó 400 kV, eliminándose las sobrecargas que limitan la capacidad de intercambio comercial España-Francia, que podría aumentar hasta 1.000-1.300 MW. La limitación a estos valores vendrá dada por la propia interconexión (por sobrecargas en los ejes fronterizos). Y en 2014 está prevista la puesta en servicio de la nueva interconexión en corriente continua entre España y Francia a través de los Pirineos Orientales. Con este nuevo enlace y los refuerzos internos necesarios considerados en la planificación 2008-2016 (que, evidentemente, no considera importaciones desde Marruecos), la capacidad de intercambio comercial España-Francia, aumentará hasta 1.700 MW en situación de punta, y hasta 2.700 MW en situación de valle.

Por otro lado, en 2013 está prevista la puesta en servicio de la línea planificada Facinas-Parralejo 220 kV en el sur de Andalucía, asociada a la evacuación de los parques eólicos y a la necesidad de un mallado de la zona. Esta nueva línea hace que la capacidad de importación desde Marruecos no pueda pasar de 600 MW, ya que ante el fallo del doble circuito Pto.Cruz-Arcos/Pinar del Rey 400 kV, la inyección desde Marruecos tiene como única vía esta nueva red de 220 kV, la cual tiene capacidades de 330-500 MVA. También hay que tener muy en cuenta los escenarios de generación previstos en el sur de España a medio plazo. Por ejemplo, se prevén unos 10.900 MW de generación de origen renovable en el sur de España, sin tener en cuenta la eólica marina en la zona de la costa oeste de la provincia de Cádiz.

Por lo tanto, a medida que la generación de la zona sur de España va aumentando, y al mismo tiempo que se analizan situaciones de demanda más elevada, aparecen sobrecargas inadmisibles en la línea de 220 kV de la zona. Estas sobrecargas limitan la capacidad de importación desde Marruecos a valores muy reducidos (200 MW).

A la vista de estos datos, a medio plazo y aunque se produjera una ampliación de la interconexión Marruecos-España, no se podría aumentar demasiado la capacidad de intercambio real en el sentido Marruecos-España, debido a los límites en la red de 220 kV de la zona andaluza. Además, no hay que olvidar que la confluencia de la producción renovable prevista en el sur de España, y una hipotética producción renovable procedente de Marruecos inyectada en el sistema español, podría crear una pugna no deseable por la utilización de la capacidad de evacuación presente y futura. Por tanto, para la realización de este tipo de proyectos se deberían establecer refuerzos en la red de transporte de la zona sur de España, de manera que se consiga ganar en capacidad real de intercambio, con independencia de los refuerzos/incrementos que se hagan en la propia interconexión Marruecos-España. Estos refuerzos de red, e incluso el teledisparo de grupos o de la propia interconexión, se deberían definir dentro del nuevo proceso de planificación de infraestructuras eléctricas para el periodo 2012-2020.

Se podría plantear como hipótesis una posible capacidad de intercambio Marruecos-España de 2.000 MW gracias a nuevos refuerzos aún pendientes de definir. En este caso, la capacidad de tránsito Marruecos-UE (a través de España y Francia) estará limitada por la capacidad de intercambio en el sentido España-Francia, que se podrá incrementar con nuevos refuerzos de la red y con nuevas interconexiones. Como ya se ha señalado, entre 2011 y 2014, según los planes previstos, la capacidad de interconexión entre España y Francia aumentará hasta 1.700 MW en situación de punta, y hasta 2.700 MW en situación de valle. Según la Comunicación de la Comisión sobre Prioridades de Infraestructuras Energéticas para 2020 y más allá (COM (2010) 677), se otorga máxima prioridad a la interconexión entre España y Francia. Sin embargo, aun siendo considerada como prioritaria, la capacidad asignada a esta

interconexión es solamente de 4.000 MW, muy por debajo de un mínimo del 10% de la capacidad total instalada. Con esta capacidad de interconexión tan baja no se asegura la creación de un mercado eléctrico europeo, y no se facilita la integración del máximo posible de electricidad de origen renovable producida y consumida dentro de la UE. De esta manera se sigue manteniendo a la Península Ibérica aislada del mercado comunitario, a la vez que se continúa desaprovechando el excelente potencial que en todas las energías renovables tienen tanto España como Portugal.

4.7.4 Previsión de la demanda de energía procedente de fuentes renovables que deberá satisfacerse por medios distintos de la producción nacional

Cuadro 9: Previsión de la producción excedentaria y/o deficitaria de energía procedente de fuentes renovables con respecto a su trayectoria indicativa que podría transferirse con destino/origen en otros Estados miembros de/a España (ktep)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Excedente previsto en el documento de previsiones		3.690	4.277	3.886	4.755	3.990	4.774	3.616	4.532		2.647
Excedente previsto en el PANER		3.337	3.966	3.406	3.891	2.822	3.466	2.047	2.791		836
Déficit previsto en el documento de previsiones		0	0	0	0	0	0	0	0		0
Déficit previsto en el PANER		0	0	0	0	0	0	0	0		0

EVALUACIONES

CAPÍTULO 5

5 EVALUACIONES

5.1 Contribución total previsible de cada tecnología de energía renovable al cumplimiento de los objetivos vinculantes para 2020 y trayectoria intermedia indicativa correspondiente a las cuotas de energía procedente de recursos renovables en los sectores de la electricidad, la calefacción y refrigeración, y el transporte

Evolución de la energía hidroeléctrica

A pesar de ser una tecnología consolidada y eficiente, la energía hidroeléctrica tiene todavía potencial aún sin explotar, de carácter sostenible, de forma que sea compatible con la protección medioambiental y la calidad de los recursos hídricos, así como por razones de seguridad y diversificación del suministro de energía y de cohesión económica y social.

Para la evolución prevista al 2020, se ha tenido en cuenta el conocimiento de los proyectos en fase de tramitación administrativa, el potencial resultante de los estudios realizados para implantar aprovechamientos hidroeléctricos en infraestructuras de titularidad estatal no aprovechadas hidroeléctricamente, así como la potencia que se viene instalando actualmente desde los últimos 10 años, con una media anual entre 40- 60 MW en el área de centrales hidroeléctricas de potencia menor de 50 MW.

El crecimiento anual previsto se estima siga la tendencia actual, si no hay ningún cambio en la aplicación de la legislación vigente actual, con incrementos de potencia anuales de 40 MW en los primeros años del período, llegando a alcanzar al final del mismo los 70 MW anuales. A final del 2020, la potencia instalada acumulada en el área hidroeléctrica alcanzaría los 13.861 MW, sin incluir la potencia instalada en bombeos.

Evolución de la geotermia para generación de electricidad

La evolución prevista para la entrada en explotación de aprovechamientos geotérmicos de producción de electricidad ha tenido en consideración los recursos existentes en España para estas aplicaciones, derivados del estudio del potencial geotérmico realizado dentro del marco del Plan de Energías Renovables, las zonas que han sido solicitadas para exploración e investigación geotérmica, así como la complejidad administrativa que supone el aprovechamiento de un recurso minero, energético y renovable.

La tramitación de permisos y las fases de investigación previas al desarrollo y ejecución del proyecto (reconocimiento, prefactibilidad y factibilidad del terreno) necesarios para abordar un proyecto de estas características requiere un plazo estimado de 5 años antes del inicio del mismo y luego otros 2-3 de período de ejecución.

Actualmente, existe una iniciativa para desarrollar un proyecto para producción de electricidad con geotermia convencional de alta temperatura en Tenerife, que actualmente ha superado la fase de exploración y acaba de comenzar su fase de investigación.

Las perspectivas futuras para España pasan fundamentalmente por el desarrollo de dos tipos de proyectos de geotermia en función del recurso geotérmico disponible: los proyectos de EGS o geotermia estimulada, y los proyectos vinculados a acuíferos en cuencas sedimentarias profundas. Además, nuestro país cuenta con potencial para el desarrollo de proyectos geotérmicos en los sistemas volcánicos activos de Canarias.

La tecnología de geotermia estimulada (EGS) se encuentra en estos momentos en fase de demostración mediante la realización de varios proyectos piloto a nivel mundial. En España se espera que el avance tecnológico permita en los últimos años del horizonte temporal de este PANER la puesta en marcha de plantas de demostración en áreas donde actualmente ya se están llevando a cabo actividades de exploración, como Madrid, Galicia y Cataluña.

Además de la geotermia estimulada EGS, en la península Ibérica el mayor potencial geotérmico está asociado a acuíferos calientes en cuencas sedimentarias profundas y áreas de basamento fracturado con gradientes geotérmicos anómalos. Este tipo de instalaciones cuenta con distintas referencias en Europa, tanto en explotación como en desarrollo y, si se concreta la viabilidad de los proyectos actualmente en fase de exploración en nuestro país, podría esperarse la puesta en marcha de plantas de demostración de este tipo a partir de 2018.

Evolución de la geotermia para usos térmicos

Para analizar la evolución de la geotermia para usos térmicos, se ha separado en dos tipos de aplicaciones:

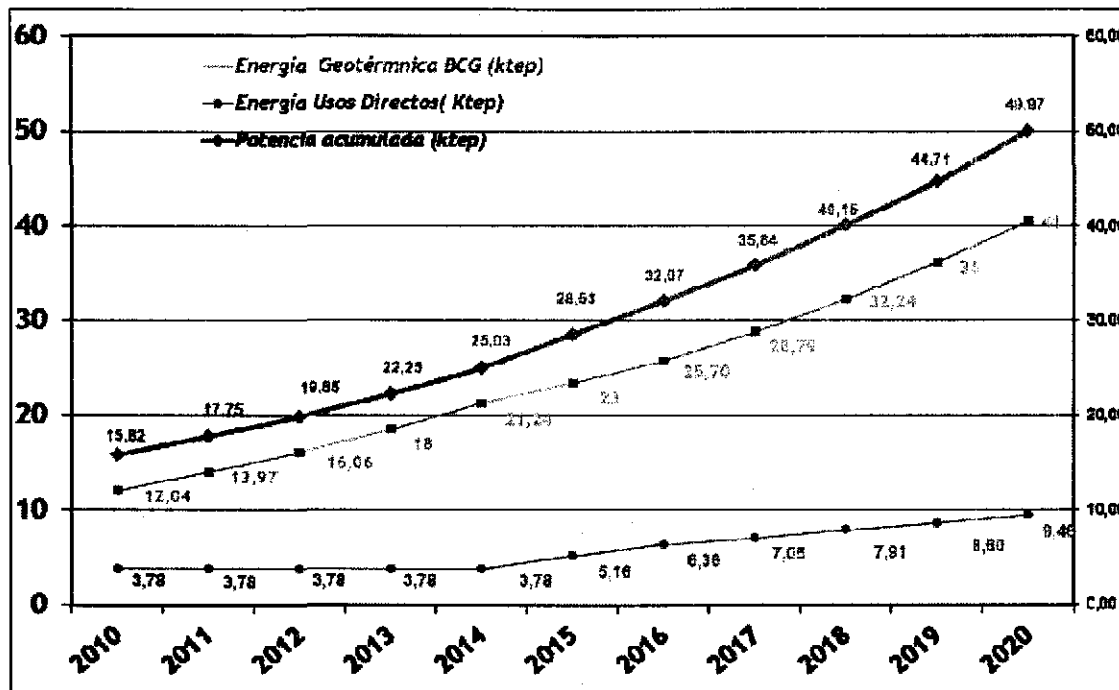
- *Energía geotérmica, excluyendo el calor geotérmico de temperatura baja en aplicaciones de bomba de calor*

En este caso, la potencia actual instalada de geotermia se trata de aplicaciones de usos directos, correspondientes a balnearios e invernaderos, realizadas en los años ochenta. Las estimaciones futuras indican que este tipo de aplicaciones no va crecer a lo largo del periodo del estudio, por lo que se mantiene constante su cuantía. Por otro lado, se estima que a partir del año 2015 podrían ir entrando en marcha varios proyectos de redes de climatización geotérmica, que actualmente están en fases de exploración e investigación y tramitando las autorizaciones administrativas necesarias. Se estima que para el año 2020 la contribución térmica de esta energía sea de 9,5 ktep.

- *Energía renovable a partir de bombas de calor geotérmicas*

Existe un mercado emergente de aplicación de la geotermia somera o de muy baja temperatura para climatización y ACS mediante bomba de calor. En estos últimos años, se ha producido un incremento notable en instalaciones geotérmicas con bomba de calor con un crecimiento superior al 30%, por lo que las previsiones futuras es que se establezca la tendencia actual y durante los primeros 5 años este sector evolucione con una tasa de crecimiento de aproximadamente el 15% y a partir del 2015, una vez consolidado el mercado, se mantenga en tasas del 10-12%.

En general, se estima que la media de todas las aplicaciones térmicas de geotermia tendrá un crecimiento anual constante de potencia instalada del 12%. Se estima que la contribución de la energía geotérmica procedente de bomba de calor será de 40,5 ktep al año 2020.

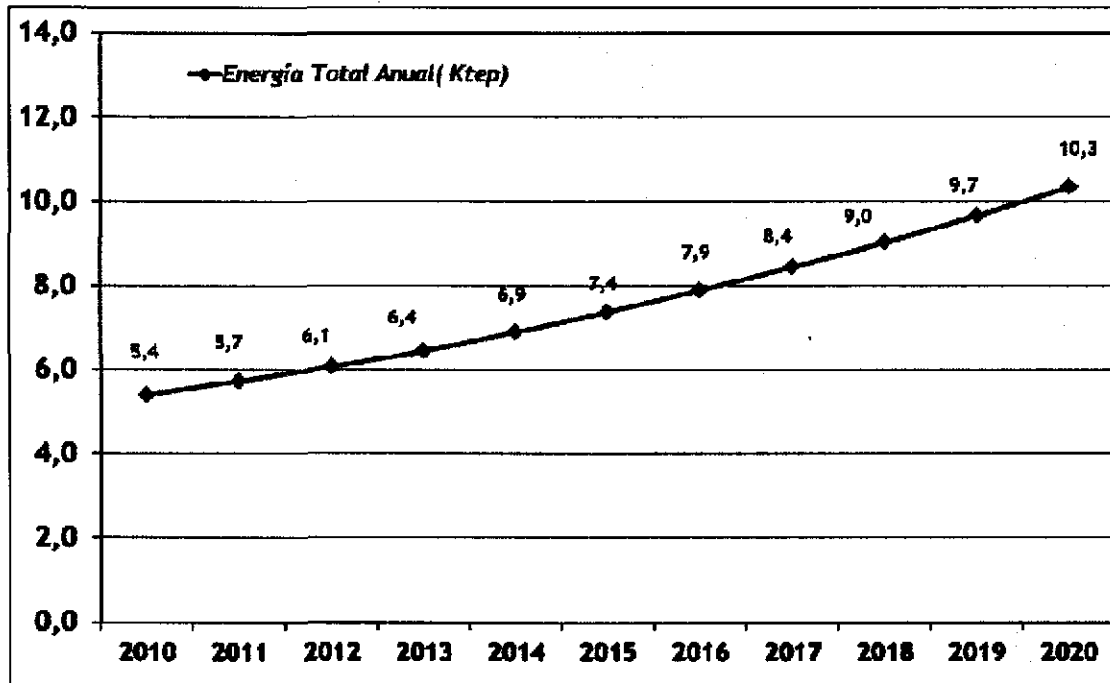


▪ Energía renovable a partir de bombas de calor aerotérmicas

Según la Directiva 2009/28/CE, las energía aerotérmica, hidrotérmica y geotérmica capturadas por bombas de calor quedan consideradas como energías procedentes de fuentes renovables, aunque debido a que necesitan electricidad u otra energía auxiliar para funcionar, solo se tendrán en cuenta las bombas de calor cuya producción supere de forma significativa la energía primaria necesaria para impulsarlas.

En la actualidad, aunque en la Directiva está definida la fórmula para determinar la cantidad de energía captada por bombas de calor que debe considerarse energía procedente de fuentes renovables, todavía no han sido fijados por la Comisión las directrices para que los Estados miembros estimen los valores del calor útil total proporcionado por bombas de calor y el factor de rendimiento medio estacional para las diferentes tecnologías y aplicaciones de las bombas de calor, teniendo en cuenta las diferencias de las condiciones climáticas, especialmente en climas muy fríos.

Teniendo en cuenta lo anteriormente mencionado, se ha estimado que la potencia actual de bombas de calor aerotérmicas, que cumplan con los requisitos que establezca la Directiva, será de forma aproximada la mitad del parque total de bombas instaladas y la previsión de evolución al año 2020 se ha considerado un incremento anual del 12% hasta el año 2013 y a partir de este año un incremento anual mayor motivado por la promoción de los sistemas de climatización a partir de fuentes de energías renovables junto con las medidas de eficiencia energética en edificios. Dentro de estas previsiones, quedan incluidas las aportaciones que se pudieran incorporar de proyectos de hidrotermia, aunque no se espera que esta cifra sea muy significativa.



Evolución de la energía solar fotovoltaica

La contribución previsible de energía solar fotovoltaica al cumplimiento de los objetivos vinculantes para 2020 se estima en 12.356 GWh, generados por una potencia instalada acumulada en 2020 de 7.250 MW. El incremento de potencia en el periodo 2011-2020 se estima en 3.463 MW.

Se ha considerado un marco que establece un sistema de cupos y tarifas asociadas para dos tipologías de instalaciones, en edificaciones y en suelo.

La estimación de energía generada en este periodo se basa en la suposición de un parque con un 67% de instalaciones fijas en edificaciones y un 33% en suelo con seguimiento. Se ha considerado un desplazamiento progresivo de la ubicación de las instalaciones hacia las zonas con mayor radiación.

A partir de 2013 es posible una penetración creciente de la energía solar fotovoltaica en sistemas para autoconsumo de energía interconectados con la red de distribución y asociados a suministros existentes, según se vaya alcanzando la “paridad” del coste de generación con el coste de la energía para el consumidor, mediante el desarrollo de sistemas basados en los conceptos de balance neto, compensación de saldos de energía etc.

Evolución de la energía solar termoelectrica

La contribución de la energía solar termoelectrica al cumplimiento de los objetivos vinculantes para 2020 se estima en 14.379 GWh, generados por una potencia instalada acumulada en 2020 de 4.800 MW. El incremento de potencia en el periodo 2011-2020 se estima en 4.168 MW.

Hasta 2013 se ha considerado el marco actualmente vigente, que identifica los 2.471 MW que entrarán en funcionamiento los próximos años con tarifa preasignada en 2009.

La estimación de energía generada en este periodo se basa, hasta 2013, en la distribución de plantas con tarifa preasignada, de las cuales un 40% son centrales con acumulación de energía y un 60% son instalaciones sin acumulación de energía. Asimismo, para la estimación de energía generada se estima que, a partir de 2014, todas las instalaciones incorporan sistemas de almacenamiento de energía, que permitirá su participación en los sistemas de ajuste del sistema y que contribuyan a la gestionabilidad del mismo.

Evolución de la energía solar térmica

Por su parte, la contribución de energía solar térmica al cumplimiento de los objetivos vinculantes para 2020 se estima en 644 ktep, producidos por los 10.000.000 m² previstos para 2020. Esto supone un incremento en el periodo de aproximadamente 7.600.000 m².

La principal aplicación de la energía solar térmica está actualmente asociada al sector de la edificación, derivada de las exigencias de la sección HE4 del Código Técnico de la Edificación.

Para alcanzar esta superficie instalada en 2020 es necesario incrementar la superficie instalada anual desde los 376.000 m² estimados para 2011 hasta los más de 1.300.000 m² estimados para 2020. Para conseguir este importante incremento de superficie instalada cada año, resulta imprescindible complementar esta aplicación principal de producción de agua caliente sanitaria derivada del Código Técnico de la Edificación con otras, como usos industriales, procesos de climatización, etcétera, en aquellos sectores con demanda de calor, y especialmente en el sector agropecuario, industrial y de servicios.

Evolución de las energías del mar

Actualmente en España se está iniciando el desarrollo de los primeros proyectos pilotos de aprovechamiento de energías de las olas, con diferentes prototipos.

El desarrollo de tecnología nacional para distintos tipos de prototipos, y proyectos de desarrollo de varios centros de pruebas permite pensar en un importante desarrollo industrial en el área de las energías del mar. Actualmente, los proyectos están en fase de demostración y se espera que para el año 2016 esté definida la mejor tecnología de captación de energía del mar, que permita el desarrollo comercial del sector con la puesta en marcha de las primeras plantas comerciales de producción de energía eléctrica proveniente del mar.

El crecimiento anual de potencia instalada se ha realizado en función del conocimiento de los distintos prototipos, su participación en los distintos proyectos que hoy en día están definidos con una planificación determinada y teniendo en cuenta la complejidad en la tramitación administrativa que llevan estos proyectos.

Evolución de la energía eólica

En la actualidad persisten diversos factores que propician un mayor desarrollo eólico del actual en el horizonte 2020, entre los que destacan tanto la existencia de un amplio potencial eólico todavía sin aprovechar tanto en tierra como mar adentro -plasmado en los ambiciosos objetivos que contemplan las planificaciones energéticas autonómicas-, como los esfuerzos del Operador del Sistema eléctrico español y de la industria eólica -mediante la incorporación de nuevas herramientas de gestión, requisitos de operación y continuas mejoras tecnológicas-, para maximizar la penetración eólica en el sistema.

En el capítulo 4.1 se han indicado las propuestas horizontales -globales y eléctricas- contempladas para superar los nuevos desafíos para el desarrollo eólico (y de otras energías renovables) en España, fundamentalmente dirigidas a permitir una mayor capacidad de integración renovable en el sistema eléctrico. En este sentido, destaca la necesidad de un adecuado desarrollo de las infraestructuras eléctricas, y en particular, la perentoriedad de aumentar la capacidad de interconexión con los sistemas eléctricos de Centroeuropa a través de Francia. Si bien la interconexión en proyecto -cuya puesta en servicio se prevé en 2013- duplicará la capacidad actual de unos 1.400 MW, el nivel de interconexión se mantendrá inferior al 3,5% de la potencia total de generación eléctrica en España, significativamente por debajo del umbral de referencia del 10%, plasmado como objetivo para todos los Estados miembros en las conclusiones del Consejo Europeo de Barcelona en marzo de 2002. Igualmente cabe resaltar el necesario aumento de la capacidad de almacenamiento energético, mediante la puesta en servicio de nuevas centrales de bombeo hidroeléctrico y la potenciación de la gestión de la demanda en tiempo real.

Sobre la particularización de las propuestas horizontales globales y eléctricas que afectan al área eólica, caben destacar los programas de apoyo público horizontales previstos para instalaciones de I+D+i y para la generación distribuida, las medidas dirigidas a la simplificación de procedimientos administrativos y la reducción de barreras administrativas. Particularizando en el desarrollo previsto para la eólica de pequeña potencia, resultará esencial el establecimiento de un marco retributivo específico que reconozca sus características diferenciadas en cuanto a estado de la tecnología y costes. A tales propuestas se suman otras adicionales para impulsar el despliegue de la energía eólica marina y de la eólica de pequeña potencia en nuestro país.

Además, desde mediados de la próxima década se espera que la repotenciación de los parques eólicos suponga una aportación muy significativa a la potencia eólica anual instalada en España, y para facilitararlo se propone el tratamiento administrativo diferenciado para la repotenciación de parques eólicos. A continuación se sintetiza la evolución esperada en cada campo:

- *Eólica terrestre*

Tanto la evolución real de la nueva potencia eólica asociada a nuevos parques, como el desarrollo de la repotenciación en España, dependerá de multitud de factores, entre los que serán claves tanto la eficacia de las medidas planteadas en este plan para dotar de un tratamiento administrativo ágil a la repotenciación de parques eólicos, como también lo atractivo que resulte el nuevo sistema retributivo, pues si éste presentara expectativas de ingresos muy inferiores a las del parque sin repotenciar, los promotores podrían plantearse mantener el servicio del parque "antiguo" hasta el límite técnico del mismo que se establezca.

Desde mediados de la próxima década se espera que la repotenciación de los parques eólicos suponga una aportación muy significativa a la potencia eólica anual instalada en España.

El parque tecnológico español es relativamente joven, pues el 99% de la potencia eólica en servicio se puso en marcha en los últimos 15 años (a finales de 1996 había únicamente unos 200 MW en servicio, frente a los aproximadamente 19.200 MW a finales de 2009), mientras que su vida útil media ronda los 20 años. Hasta la fecha únicamente se han repotenciado instalaciones eólicas puntuales en las Islas Canarias y en Cádiz.

A finales de 2009, solamente unos 400 MW eólicos en España correspondían a aerogeneradores de potencia unitaria inferior a 500 kW, los considerados de bajo aprovechamiento eólico, correspondientes a parques eólicos puestos en marcha antes o durante 1998. Todos estos modelos rozan la obsolescencia tecnológica (máquinas asíncronas de paso y velocidad fija, con capacidad nula de regulación de potencia), con unas prestaciones muy alejadas de los requerimientos actuales. En general, se espera que estos parques se repotencien entre 2009 y 2015, debido a la aparición de problemas técnicos en estas instalaciones (reducción de producción, suministro de repuestos, aumento de costes de operación y mantenimiento,...), y a las expectativas de aumento de generación eléctrica en el mismo emplazamiento con una nueva instalación. No obstante, no es previsible que los parques repotenciados alcancen una cuota de mercado significativa - mayor del 5 % de toda la potencia eólica instalada anual-, hasta el año 2015.

En cambio, en el período 2016-2020, se prevé que la repotenciación de los parques eólicos que se pusieron en marcha a partir de 1998 suponga un aumento progresivo de la cuota de mercado en términos de potencia anual instalada, incluso superando a los parques eólicos en nuevos emplazamientos en tierra a partir de 2019.

- *Eólica Marina*

Los parques eólicos marinos presentan una problemática tecnológica particular frente a los parques en tierra, asociada, en general, a la inmadurez y complejidad de este segmento: mayores costes de inversión, mayor logística constructiva, elevados costes de operación y mantenimiento, y a la necesidad de estudios de detalle en entornos socio-medioambientalmente sensibles y en condiciones climáticas adversas. A ello se une la escasez de zonas del litoral español con profundidades marinas adecuadas para la tecnología actual en los parques en servicio -batimetrías menores de 50 m-, lo que limita en extremo el desarrollo de la eólica marina en el litoral español en el horizonte 2020, a pesar de las aparentemente vastas zonas disponibles en el dominio público marítimo-terrestre.

En la actualidad hay distintas iniciativas para la implantación de parques eólicos experimentales (Cantabria, Cataluña, País Vasco, Islas Canarias y Asturias...), incluso en aguas profundas. Se espera que estos proyectos, así como potenciales parques eólicos marinos de demostración de tamaño reducido, entren en servicio a partir de 2013, iniciando el desarrollo racional y ordenado de la eólica marina en España.

A partir de 2017, se estima que comiencen a entrar en servicio las primeras fases de parques eólicos marinos de gran potencia en el litoral español. Todos ellos, en el horizonte 2020, previsiblemente se implantarán a profundidades menores de 50 m. Se espera un incremento anual de la potencia eólica marina instalada progresivo hasta los 270 MW en 2020, de manera que finalice ese año con unos 750 MW eólicos marinos.

El aspecto crítico del desarrollo eólico previsto se encuentra en el necesario impulso y apoyo a los proyectos experimentales actuales, cuyo éxito resulta fundamental para que el sector industrial nacional alcance niveles de competitividad internacional similares a los de otros países con camino recorrido, e incluso para permitir el liderazgo en la tecnología específica para parques eólicos en aguas profundas, no basada en los conceptos tecnológicos más propios de las plataformas petrolíferas.

En relación con el impacto que tendría el desarrollo eólico marino previsto sobre el sector marítimo español, cabe resaltar el elevado volumen de inversiones necesarias para que la industria naval nacional (armadores, astilleros,...) apueste firmemente por la fabricación de buques específicos para la instalación y explotación de parques eólicos marinos, así como para otra infraestructura y logística específica (cimentaciones, plataformas, tendidos marinos, ingeniería...). En este sentido, la toma de decisiones empresariales exigirá mayores expectativas de negocio -vía acuerdos y contratos de suministro, en horizontes más allá de 2020- respecto al nivel de parques eólicos marinos comerciales previstos hasta 2020 en el mercado doméstico. Para ello necesariamente tendrán que apoyarse en otros mercados europeos con importantes expectativas de crecimiento de la eólica marina hasta 2020 (Alemania, Reino Unido, Francia, etc).

- *Eólica de Pequeña Potencia*

Es un hecho que los parques eólicos de gran potencia son fundamentales para aumentar la contribución de la energía de origen renovable en el sistema eléctrico nacional. Sin embargo, todavía no se ha aprovechado en España la capacidad de la tecnología eólica para aportar energía renovable de forma distribuida, mediante su integración en entornos urbanos, semi-urbanos, industriales y agrícolas, especialmente asociada a puntos de consumo de la red de distribución.

Las instalaciones eólicas de pequeña potencia tienen una serie de ventajas adicionales respecto a la gran eólica, como una potencial mayor eficiencia global por las pérdidas evitadas en las redes de transporte y distribución, y que permiten la integración de generación renovable sin necesidad de crear nuevas infraestructuras eléctricas. Además, pueden fomentar la implicación ciudadana en la mejora de la eficiencia energética y la lucha contra el cambio climático.

Para permitir el despegue de todas estas aplicaciones, es necesario diferenciarlas de la generación masiva de electricidad mediante parques eólicos, facilitando su tramitación administrativa y su conexión a las redes de distribución. Además, es necesario contar con un marco retributivo adecuado, que reconozca sus características diferenciadas en cuanto al estado de la tecnología, costes y ventajas específicas.

Con las medidas planteadas para el despliegue de las instalaciones eólicas de pequeña potencia, se espera que la potencia en servicio aumente

progresivamente desde los 5 MW en 2012 hasta unos 50 MW/año durante 2017 y los siguientes años hasta 2020. Ello totalizaría unos 300 MW en el período 2011-2020, referidos todos ellos a instalaciones eólicas conectadas a red.

En resumen, se consideran los siguientes objetivos eólicos en el horizonte 2020:

- Eólica en tierra: 35.000 MW, desglosados en:
 - o Media y gran potencia: 34.700 MW, incluyendo la repotenciación de los parques eólicos obsoletos.
 - o Pequeña potencia: 300 MW.

Eólica Marina: 750 MW.

Evolución de la biomasa eléctrica

El incremento de la producción eléctrica con biomasa durante el periodo de planificación se realizará a través de instalaciones de generación pura e instalaciones de cogeneración, siendo muy aventurado establecer un reparto de las dos aplicaciones.

Para ver las posibles tendencias de este incremento se han utilizado los análisis de mercado realizados para biomasa térmica en el sector industria. Como hipótesis de partida se considera que parte de este consumo utilizará sistemas de cogeneración.

Los sistemas de cogeneración utilizados dependerán del tipo de establecimiento industrial y de sus consumos térmicos. Se consideran ciclos Rankine con extracción (en grandes instalaciones, a partir de 10 MWe), gasificación (en instalaciones inferiores a 10 MWe con consumos moderados de energía térmica) y ciclos Rankine Orgánicos (en instalaciones con gran demanda térmica estable durante el año y potencia inferior a 5 MWe).

Los subsectores donde se prevé un mayor uso de la cogeneración con biomasa son:

- Pasta, Papel e Impresión.
- Madera, Corcho y Muebles, incluyendo plantas de pelets.
- Alimentación, Bebidas y Tabaco.

Por tanto, podría considerarse que la evolución de la demanda térmica en estos sectores condicionará el desarrollo de los sistemas de cogeneración, pudiendo alcanzarse alrededor de 541 MW de potencia de cogeneración en 2020 lo que supondría un incremento de potencia de cogeneración de 299 MW respecto a 2010.

Para la estimación de centrales de generación pura con biomasa, se considera que, en general, serán centrales de tamaño medio de 15 MW.

En general, durante todo el periodo de planificación se espera que se alcance un total cercano a los 809 MW en instalaciones de biomasa para generación eléctrica sin cogeneración.

En total se estima que a finales del año 2020, entre centrales puras y cogeneración, se tendrá una potencia total de biomasa instalada de 1.350 MW con una producción anual aproximada a los 6.000 GWh.

Evolución del área de biogás

La evolución prevista para las instalaciones de generación eléctrica a partir de biogás tiene en cuenta que el biogás agroindustrial jugará un papel predominante, y que su actual escasa implantación irá aumentando de forma sustancial a lo largo del periodo de vigencia del Plan, hasta suponer más del 50% del total en el año 2020. La previsión de crecimiento es más lenta en los primeros años, y se considera que, a medida que se vaya instalando la potencia, la velocidad de instalación de potencia irá aumentando. No obstante, también se ha contemplado que las ayudas del Plan de Biodigestión de Purines 2009-2012 pueden contribuir positivamente a facilitar el desarrollo de plantas de biogás agroindustrial en los primeros años. En cuanto a otros tipos de biogás, se ha considerado que el biogás de vertedero crecerá inicialmente para después sufrir un retroceso (debido a las políticas de desvío de residuos biodegradables de los vertederos), y que el biogás de FORSU y de lodos EDAR también crecerá, aunque de una forma sustancialmente inferior al biogás agroindustrial (debido a las dificultades técnicas que suelen presentar este tipo de plantas, en el caso del biogás de FORSU, y debido a la baja productividad de biogás de los lodos de depuradora en el caso del biogás de lodos EDAR).

Evolución de las áreas de RSU y residuos industriales

La evolución contemplada para las instalaciones de generación eléctrica a partir de residuos sólidos urbanos e industriales ha tenido en consideración que para poder construir estas plantas son necesarios unos largos plazos de tramitación administrativa. Estos largos plazos hacen que, a pesar de que las planificaciones previstas y los estudios contratados apuntan a una mayor necesidad de instalaciones de incineración de las consideradas, se haya estimado que solo una parte de dicha previsión podrá realizarse durante el periodo 2011-2020. Así, partiendo de una potencia eléctrica renovable instalada de 95 MW en 2009, se prevé alcanzar una potencia renovable instalada de 200 MW en 2020, equivalente a una producción de 1.500 GWh renovables.

La complejidad en la tramitación administrativa es también la responsable de que el crecimiento en la potencia instalada sea mucho mayor en el periodo 2015-2020 que en el periodo 2011-2014. Para este primer periodo, se ha considerado que se llevarán a cabo únicamente la ampliación de determinadas incineradores de RSU existentes (alguna de ellas ya se están realizando) y una incineradora concreta en el sector papelero, que ya dispone de autorización administrativa para su ejecución, instalándose el grueso de la potencia en el segundo periodo.

En cuanto a la evolución prevista para el uso térmico de los residuos, se ha considerado que se producirá un notable aumento en el consumo de residuos como combustibles en el sector cementero. Además, se ha estimado que el desarrollo de la normativa sobre combustibles sólidos recuperados facilitará tanto el aumento del consumo en el sector cementero como la aparición de nuevos agentes valorizadores de residuos. Todo esto conducirá a un consumo térmico de residuos renovables de 350 ktep en el año 2020.

Evolución del área de biomasa térmica

Para poder estudiar el estado actual y la evolución previsible del consumo de biomasa térmica se ha recurrido al estudio de la aportación de la biomasa en los balances de consumo de energía final desde 1973.

Los resultados obtenidos permiten establecer la evolución presentada, estudiando de forma separada el consumo en el sector doméstico y el sector industrial.

Respecto a la evolución del consumo en el sector doméstico, desde 2003 hasta 2008 se ha iniciado el despegue del mercado de biomasa térmica moderna para usos domésticos, aplicaciones en agricultura y desarrollos en la administración pública y el sector servicios.

Respecto a la utilización de biomasa en equipos domésticos (incluidas estufas de pelets), se establecerán líneas específicas de apoyo siempre y cuando dichos equipos superen los límites de mínimos de calidad que aseguren un rendimiento y unas emisiones acordes con las mejores tecnologías existentes en el mercado.

Este periodo apunta al inicio del crecimiento del sector que para alcanzar los objetivos planteados deberá ser impulsado por los mecanismos expuestos en el apartado 4.3, como son las líneas de ayudas y financiación preferente, los cambios en el marco regulatorio de instalaciones térmicas (RITE, CTE y calificación energética), los incentivos a la producción de calor renovable y la evolución de la producción de pelets a usos en edificios y bloques de viviendas.

Considerando este impulso las previsiones de consumo de biomasa para el sector doméstico y usos diversos en 2020 alcanzará un total de 2.430 ktep, con un aumento relativo del consumo de un 12 % respecto a 2008.

Dentro del sector industria los subsectores más significativos en cuanto a consumo de biomasa son:

- Pasta, Papel e Impresión
- Resto de Industria. Entendiendo como tal las aportaciones del subsector Madera, Corcho y Muebles fundamentalmente
- Alimentación, Bebidas y Tabaco
- Minerales no metálicos

El resto de subsectores tienen aportaciones poco significativas aunque, en conjunto, no pueden subestimarse.

En general las fluctuaciones en el consumo de biomasa térmica para la industria han estado ocasionadas por las variaciones en la producción de los subsectores mencionados influyendo, en algunos casos la entrada de la cogeneración con gas en industrias.

El consumo de biomasa desde el año 2000 hasta 2008 han estabilizado su tendencia creciente en los principales subsectores, pero los cambios producidos a partir de 2005 en algunas empresas del sector Pasta y Papel, los nuevos proyectos de cogeneración en plantas de pelets y en el sector agroalimentario, unidos a las medidas de impulso de la energía térmica renovable (como los incentivos o las líneas de financiación) permite establecer un importante crecimiento del consumo de biomasa en el sector industrial.

Este impulso supondrá un importante crecimiento en la segunda mitad del periodo 2011 - 2020 con una previsión de consumo en 2020, dentro del sector de industria, de 1.773 ktep, con un aumento relativo del consumo de un 20 % respecto a 2008.

Evolución del área de biocarburantes

Las hipótesis que explican la evolución prevista en la producción y uso de biocarburantes en España durante el periodo 2011-2020 son las siguientes:

- **Bioetanol y Bio- ETBE.**

Se prevé que el consumo prácticamente se doble, desde 232 ktep en 2011 hasta 400 ktep en 2020. Un salto importante en el consumo se habrá de producir en torno a 2013, con la probable desaparición de la gasolina de protección y la generalización de la especificación de la gasolina como E10.

Por otro lado, se estima que la importante contribución de las importaciones de ETBE al consumo nacional de etanol que se observan en 2010 se vaya reduciendo en los años siguientes hasta desaparecer, al generalizarse la incorporación en las gasolinas de la mezcla directa de bioetanol junto con ETBE.

En lo que respecta al consumo de bioetanol y bio-ETBE del artículo 21.2, las cifras aportadas muestran la expectativa de que al final del periodo 2011-2020 se encuentren en fase comercial alguno de los proyectos existentes en España de producción de bioetanol a partir de materiales lignocelulósicos o residuales.

- **Biodiésel.**

Para el biodiésel se estima un incremento del consumo en el periodo del plan de algo más del 25%, pasando de 1.816 ktep en 2011 a 2.313 ktep en 2020. El ritmo de crecimiento del consumo será lento, pero constante, y vendrá muy marcado por los posibles avances en la estandarización de mezclas, en especial por la del B10.

En cuanto a las importaciones, que en 2010 supusieron más del 60% del consumo nacional, se prevé un descenso paulatino en términos relativos durante los próximos años, hasta estabilizarse en torno al 10% del consumo total durante la segunda mitad del periodo 2011-2020.

Por último, y en lo referente al consumo de biodiésel del artículo 21.2, las cifras aportadas muestran la expectativa existente de que al final del periodo 2011-2020 se alcance un grado de utilización próximo a los dos tercios del potencial de aprovechamiento de aceites vegetales usados.

Estimación de la contribución previsible de las tecnologías renovables en España al cumplimiento de los objetivos

A continuación; y de acuerdo con la metodología de la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, y de la Decisión de la Comisión Europea de 30 de junio de 2009, por la que se establece un modelo para los planes

de acción nacionales en materia de energía renovable; se presentan los cuadros que recogen la estimación de la contribución total de cada tecnología de energía renovable en España hasta 2020, para los sectores de la electricidad, de la calefacción/refrigeración y del transporte. Cabe señalar, que de acuerdo con la Directiva 2009/28/CE, en su Artículo 5, Apartado 3, la electricidad generada en centrales hidroeléctricas y eólicas hasta 2020, recogida en los cuadros 10a y 10b, se encuentra normalizada según las fórmulas de normalización establecidas en el Anexo II de dicha directiva.

Cuadro 10a: Estimación de la contribución total (capacidad instalada, generación bruta de electricidad) previsible de cada tecnología de energía renovable en España encaminada al cumplimiento de los objetivos vinculantes para 2020 y la trayectoria intermedia indicativa correspondiente a las cuotas de energía procedente de recursos renovables en el sector de la electricidad 2010-2014 (C)

	2005		2010		2011		2012		2013		2014	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
Energía hidroeléctrica (sin bombeo)	13.084	30.350	13.226	31.614	13.368	31.422	13.408	31.033	13.448	30.653	13.498	31.164
<1MW (sin bombeo)	239	967	242	601	244	680	247	704	249	745	251	747
1MW-10MW (sin bombeo)	1.571	6.185	1.680	4.068	1.687	4.329	1.695	5.834	1.703	4.780	1.731	4.799
>10MW (sin bombeo)	11.274	23.197	11.304	26.946	11.437	26.413	11.466	24.496	11.496	25.129	11.516	25.647
por bombeo (puro y mixto):	5.347	4.452	5.347	3.106	5.347	2.485	5.358	5.146	5.358	6.592	5.998	6.592
Energía geotérmica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Energía solar:	60	41	4.419	6.970	5.644	9.565	6.697	12.378	7.365	14.577	7.863	16.005
energía fotovoltaica	60	41	3.787	6.279	4.265	6.916	4.669	7.667	4.894	8.202	5.143	8.605
energía solar concentrada	0	0	632	691	1.379	2.648	2.028	4.711	2.471	6.375	2.721	7.400
Energía hidrocinética, del oleaje, mareomotriz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Energía eólica:	9.918	20.729	20.744	42.337	21.855	44.883	23.555	47.585	24.988	50.735	26.438	53.300
en tierra	9.918	20.729	20.744	42.337	21.855	44.883	23.555	47.585	24.986	50.732	26.416	53.263
mar adentro	0	0	0	0	0	0	0	0	2	3	22	36
Biomasa	601	2.652	825	4.228	924	5.528	984	5.977	1.027	6.260	1.082	6.615
sólida	449	2.029	648	3.483	745	4.643	804	4.999	836	5.187	877	5.435
biogás	152	623	177	745	179	885	180	978	191	1.073	205	1.180
Biolíquidos (29)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL (sin bombeo)	23.663	53.772	39.214	85.149	41.791	91.398	44.644	96.973	46.827	102.225	48.882	107.113
de las cuales en cogeneración	177	747	246	1.462	250	1.501	254	1.532	266	1.604	287	1.724

(C) ACLARACIÓN: De acuerdo con la Directiva 2009/26/CE, en su Artículo 5, Apartado 3, la electricidad generada cada año en centrales hidroeléctricas y eólicas se encuentra normalizada según las fórmulas de normalización establecidas en el Anexo II de dicha directiva.

(29) Téngase en cuenta únicamente aquéllos que cumplan los criterios de sostenibilidad. Véase artículo 5, apartado 1, último párrafo, de la Directiva

Cuadro 10b: Estimación de la contribución total (capacidad instalada, generación bruta de electricidad) previsible de cada tecnología de energía renovable en España encaminada al cumplimiento de los objetivos vinculantes para 2020 y la trayectoria intermedia indicativa correspondiente a las cuotas de energía procedente de recursos renovables en el sector de la electricidad 2015-2020 (C)

	2015		2016		2017		2018		2019		2020	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
Energía hidroeléctrica (sin bombeo)	13.548	31.371	13.608	30.764	13.668	31.740	13.728	31.652	13.788	31.720	13.861	32.814
<1MW (sin bombeo)	253	744	256	791	259	796	262	773	265	852	268	835
1MW-10MW (sin bombeo)	1.764	4.803	1.796	4.580	1.828	4.901	1.855	5.053	1.882	5.228	1.917	5.692
>10MW (sin bombeo)	11.531	25.823	11.556	25.393	11.581	26.043	11.611	25.826	11.641	25.639	11.676	26.287
por bombeo (puro y mixto):	6.312	6.592	7.011	8.457	7.011	8.457	8.311	8.457	8.511	8.457	8.811	8.457
Energía geotérmica	0	0	0	0	0	0	10	60	30	180	50	300
Energía solar:	8.417	17.347	9.017	18.849	9.648	20.466	10.361	22.265	11.161	24.349	12.050	26.735
energía fotovoltaica	5.416	9.060	5.716	9.573	6.047	10.150	6.410	10.800	6.810	11.532	7.250	12.356
energía solar concentrada	3.001	8.287	3.301	9.276	3.601	10.316	3.951	11.465	4.351	12.817	4.800	14.379
Energía hidrocinética, del oleaje, mareomotriz	0	0	10	22	30	66	50	110	75	165	100	220
Energía eólica:	27.869	55.604	29.330	58.645	30.810	61.790	32.369	65.092	34.049	68.686	35.750	72.556
en tierra	27.847	55.538	29.278	58.535	30.708	61.560	32.139	64.597	33.569	67.630	35.000	70.734
mar adentro	22	66	52	111	102	230	230	495	480	1.055	750	1.822
Biomasa	1.162	7.142	1.261	7.789	1.382	8.572	1.521	9.472	1.695	10.586	1.950	12.200
sólida	942	5.841	1.023	6.345	1.120	6.946	1.228	7.614	1.358	8.409	1.550	9.600
biogás	220	1.302	238	1.444	262	1.626	293	1.858	337	2.177	400	2.600
Biolíquidos (29)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL (sin bombeo)	50.996	111.464	53.226	116.069	55.538	122.635	58.039	128.650	60.798	135.685	63.761	144.825
de las cuales en cogeneración	310	1.866	335	2.014	359	2.160	385	2.317	403	2.428	423	2.551

(C) **ACLARACIÓN:** De acuerdo con la Directiva 2009/28/CE, en su Artículo 5, Apartado 3, la electricidad generada cada año en centrales hidroeléctricas y eólicas se encuentra normalizada según las fórmulas de normalización establecidas en el Anexo II de dicha directiva.

(29) Téngase en cuenta únicamente aquéllos que cumplan los criterios de sostenibilidad. Véase artículo 5, apartado 1, último párrafo, de la Directiva

Cuadro 11: Estimación de la contribución total (consumo final de energía (31)) previsible de cada tecnología de energía renovable en España al cumplimiento de los objetivos vinculantes para 2020 y trayectoria indicativa correspondiente a las cuotas de energía procedente de recursos renovables en el sector de la calefacción y refrigeración 2010-2020 (ktep)

	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Energía geotérmica (excluyendo el calor geotérmico de temperatura baja en aplicaciones de bomba de calor)	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	5,2	6,4	7,1	7,9	8,6	9,5
Energía solar	61	183	190	198	229	266	308	356	413	479	555	644
Biomasa:	3.468	3.729	3.779	3.810	3.851	3.884	4.060	4.255	4.377	4.485	4.542	4.653
<i>sólida</i>	3.441	3.695	3.740	3.765	3.800	3.827	3.997	4.185	4.300	4.400	4.450	4.553
<i>biogás</i>	27	34	39	45	51	57	63	70	77	85	92	100
<i>biolíquidos (32)</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Energía renovable a partir de bombas de calor:	7,6	17,4	19,7	22,2	24,9	28,1	30,8	33,6	37,2	41,2	45,8	50,8
<i>- de la cual aerotérmica</i>	4,1	5,4	5,7	6,1	6,4	6,9	7,4	7,9	8,4	9,0	9,7	10,3
<i>- de la cual geotérmica</i>	3,5	12,0	14,0	16,1	18,5	21,2	23,4	25,7	28,8	32,2	36,1	40,5
<i>- de la cual hidrotérmica</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	3.541	3.933	3.992	4.034	4.109	4.181	4.404	4.651	4.834	5.013	5.152	5.357
<i>De la cual calefacción urbana (33)</i>	1,4	3,4	4,4	5,8	8,5	11,3	15,4	20,0	24,0	29,0	33,7	38,6
<i>De la cual biomasa en los hogares (34)</i>	2.029	2.055	2.060	2.061	2.064	2.064	2.068	2.073	2.088	2.100	2.116	2.117

(31) Uso directo y calefacción urbana conforme a la definición del artículo 5, apartado 4, de la Directiva 2009/28/CE

(32) Téngase en cuenta únicamente aquéllos que cumplan los criterios de sostenibilidad. Véase el artículo 5, apartado 1, último párrafo, de la Directiva 2009/28/CE.

(33) Calefacción y/o refrigeración urbanas dentro del consumo total de calefacción y refrigeración procedentes de fuentes renovables (RES-CLU)

(34) Del consumo total de calefacción y refrigeración producidos a partir de fuentes renovables

Cuadro 12: Estimación de la contribución total previsible de cada tecnología de energía renovable en España destinada al cumplimiento de los objetivos vinculantes para 2020 y la trayectoria intermedia indicativa correspondiente a las cuotas de energía procedente de recursos renovables en el sector del transporte 2010-2020 (ktep) (35)

	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Bioetanol / bio-ETBE	113	226	232	281	281	290	301	300	325	350	375	400
de los cuales biocarburantes (36) del artículo 21.2	0	0	0	0	0	0	7	7	7	19	19	52
de los cuales importados (37)	0	25	15	5	0	0	0	0	0	0	0	0
Biodiesel	24	1.217	1.816	1.878	1.900	1.930	1.970	2.020	2.070	2.120	2.170	2.313
De los cuales biocarburantes (38) del artículo 21.2	0	5	15	45	75	105	135	160	186	158	180	200
De los cuales importados (39)	0	748	636	470	380	290	296	202	207	212	217	231
Hidrógeno procedente de fuentes renovables	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Electricidad procedente de fuentes renovables	107,4	95,5	126,4	172,1	181,8	198,1	228,7	266,2	306,9	356,1	420,0	502,6
De la cual transporte por carretera	0,0	0,0	0,0	0,0	5,4	11,2	21,4	34,4	48,8	66,7	90,2	122,0
De la cual transporte no por carretera (D)	107	96	126	172	176	187	207	232	258	289	330	381
Otros (como biogás, aceites vegetales, etc.) - especifíquese	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
De los cuales biocarburantes (40) del artículo 21.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	245	1.538	2.174	2.331	2.363	2.418	2.500	2.586	2.702	2.826	2.965	3.216

(D) **ACLARACIÓN:** el valor de 2005 es superior al valor de 2010 debido a la mayor cuota de electricidad procedente de fuentes de energía renovables en los años utilizados para el cálculo, a saber, 2003 y 2008 respectivamente (ver Artículo 4, apartado c, de la Directiva 2009/28/CE)

(35) En el caso de los biocarburantes, téngase en cuenta únicamente aquéllos que cumplan los criterios de sostenibilidad. Véase el artículo 5, apartado 1, último párrafo, de la Directiva 2009/28/CE.

(36) Los biocarburantes que están incluidos en el artículo 21, apartado 2, de la Directiva 2009/28/CE.

(37) De toda la cantidad de bioetanol / bio-ETBE.

(38) Los biocarburantes que están incluidos en el artículo 21, apartado 2, de la Directiva 2009/28/CE.

(39) De la cantidad total de biodiesel.

(40) Los biocarburantes que están incluidos en el artículo 21, apartado 2, de la Directiva 2009/28/CE.

5.2. Contribución total previsible de las medidas de eficiencia energética y ahorro de energía al cumplimiento de los objetivos vinculantes para 2020 y trayectoria intermedia indicativa correspondiente a las cuotas de energía procedente de recursos renovables en los sectores de la electricidad, la calefacción y refrigeración, y el transporte

El escenario de eficiencia energética adicional, al cual se asocian los objetivos del PANER, parte del escenario de referencia, y contempla además los nuevos ahorros desde el año 2011 derivados del Plan de Acción de Eficiencia Energética de España 2011-2020, incorporando así un importante paquete de medidas de eficiencia energética al horizonte 2020 que permitirán reducir de la demanda de energía primaria desde los 165 millones de tep del escenario de referencia a una cifra cercana a 142 millones de tep, lo que supone una reducción, en términos relativos, del 14%.

Además, de acuerdo con la estimación del cuadro 1, capítulo 2, el escenario de eficiencia energética adicional representa un ahorro del orden de 19,5 millones de toneladas equivalentes de petróleo en el consumo final bruto de energía de España en 2020.

5.3. Evaluación de los impactos

Las energías renovables se muestran como un importante motor económico para España. Es de vital importancia disponer de un conocimiento de esta realidad y determinar el empleo generado por estas fuentes de energía, propósito que adquiere especial relevancia ante el reto que supone cambiar el actual modelo económico por un nuevo modelo productivo y energético bajo en carbono.

5.3.1 El empleo y las energías renovables

El “*Estudio sobre el empleo asociado al impulso de las energías renovables en España*” realizado por Instituto Sindical de Trabajo, Ambiente y Salud (ISTAS), que se encuentra dentro del conjunto de estudios realizados como base para la realización del PER 2011-2020 calcula el empleo asociado al impulso de las fuentes de energía renovables en España en 2010, analizando los puestos de trabajo tanto directos como indirectos asociados a las energías renovables, desagregando los resultados por tecnologías y por áreas de actividad.

El estudio realiza una caracterización del sector (número y tamaño de las empresas, antigüedad, tipos de empresa, mercados de referencia) y un análisis de las características del empleo generado en términos de cualificación profesional, género, edad, tipo de contrato y actividad. Asimismo, el estudio ofrece datos sobre previsiones de empleo futuras para los años 2015 y 2020, basado en los objetivos del Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER).

Para llevar a cabo el estudio, ISTAS tuvo en cuenta la información empresarial, mediante la realización de encuestas y otras consultas específicas. En total, 925

empresas participaron en el trabajo, que fue contrastado y ampliado analizando diversas fuentes secundarias y la bibliografía existente, así como las memorias de las empresas más importantes del sector. Además, se realizaron estudios de casos en empresas significativas de los distintos subsectores, entrevistas en profundidad con empresarios, trabajadores y expertos del sector y se analizaron los convenios colectivos de numerosas empresas del sector.

Situación empresarial del sector

El “Estudio sobre el empleo asociado al impulso de las energías renovables en España” de ISTAS demuestra que las empresas analizadas mantienen niveles de productividad muy elevados y muy superiores al promedio de la economía. También existe una actividad exportadora muy elevada, y un mayor esfuerzo en investigación, desarrollo e innovación que el promedio de la economía.

La participación de las empresas sobre el total nacional en términos de empleo (0,16%) es muy inferior a su participación en términos de producción y valor añadido, lo que confirma que el sector mantiene un nivel de productividad superior al promedio de la economía.

De acuerdo con el estudio, la mayor parte de las empresas encuadradas en el sector de energías renovables se adscriben a cuatro sectores:

- Solar Fotovoltaico: 54,6%
- Solar Térmico: 41,8%
- Eólico: 24,4%
- Biomasa: 22,1%

Las empresas de mayor tamaño se ubican principalmente en los subsectores eólico y solar fotovoltaico; también, en menor medida, en biomasa.

Respecto a la situación en el año 2007, el grueso de las actividades de mayor peso se mantiene constantes. Las que experimentan mayor crecimiento son:

- Desarrollo de proyectos.
- Construcción
- I+D+i (se triplica el número de empresas que declaran realizar investigación).

El progresivo aumento de la potencia instalada incrementa consecuentemente el empleo asociado a la operación y mantenimiento; este empleo es independiente respecto de las variaciones en los ritmos de implementación de nuevas instalaciones, y se define cada vez de una manera más precisa. Gran parte del mismo está compuesto de ocupaciones especializadas y cualificadas.

El 94% de las empresas observadas tiene menos de 50 trabajadores, concentrando el 9,8% del empleo. En el otro extremo, el 1,5% de las empresas tienen más de 250 trabajadores y sin embargo, representan un importantísimo porcentaje del volumen total de empleo.

Caracterización del sector y del empleo asociado al mismo

El Estudio de ISTAS, ofrece los siguientes datos sobre las características del sector empresarial de las energías renovables en España en términos de empleo:

- Distribución de los empleos por tamaño de empresa. El mayor volumen de empleo se concentra en las empresas mayores de 1.000 empleados (38,7% del

total de empleo). Las empresas de entre 11-50 y 251-1.000 empleados también aportan un número importante al sector, alrededor del 19,0%. Las empresas más pequeñas, a pesar de tener una presencia numérica superior al 68,8% sobre el conjunto, sólo representan un 9,8% de los empleos.

- Empleos por tipo de empresa. El 70% de los empleos se concentra en empresas multinacionales de distinto origen, lo que muestra el grado de internacionalización del sector. Las multinacionales españolas son las que mayor volumen de empleo, con el 34,1% sobre el total; las empresas independientes agrupan el 30,9% del empleo.
- Investigación, desarrollo e innovación. El 13% de las empresas tiene un departamento de I+D+i y el 20% dedica a parte de su personal a estas tareas. Los porcentajes son mayores al aumentar el tamaño de la empresa. La presencia de las mujeres en estas divisiones es algo más elevada que la media general. Se percibe un incremento continuo de la presencia de los departamentos de I+D+i en las empresas a medida que aumenta su tamaño. Al menos tres de cada cuatro empresas mayores de 1.000 trabajadores disponen de un departamento de estas características.
- Evolución del Empleo. Casi un 43% de las empresas indican que han experimentado un crecimiento continuo de sus plantillas en los últimos años. Un 25% de las empresas ha sufrido los efectos de la crisis sectorial, resultante tanto de la situación económica como de los cambios en la normativa, y han reducido el número de empleados. Este hecho ha tenido especial incidencia en los subsectores: solar térmico, solar fotovoltaico, geotermia, y las actividades comunes a todos los sectores.

En cuanto a las características del empleo generado, el Estudio de ISTAS, concluye en lo siguiente:

- Tipo de contratación. El 83,7% del personal tiene contrato indefinido, el 14,1% contratos eventuales, 0,9% de Formación/Prácticas y 1,2% son trabajadores autónomos. Los trabajadores con menor cualificación profesional tienen una mayor proporción de contratos temporales; en los auxiliares (personal no cualificado) la cifra de temporalidad llega casi hasta el 38%.
- Género. Las mujeres representan un 26,3% del total de empleos (Tabla 5.3-1). Este porcentaje es inferior al del conjunto de la economía y similar al del conjunto de la industria. Su distribución por departamentos reproduce en gran medida lo que ocurre en el sector industrial: cerca de un 64% de los empleos se sitúan en el departamento de administración. Su menor representación se observa en los trabajos relacionados con la producción industrial y la instalación.

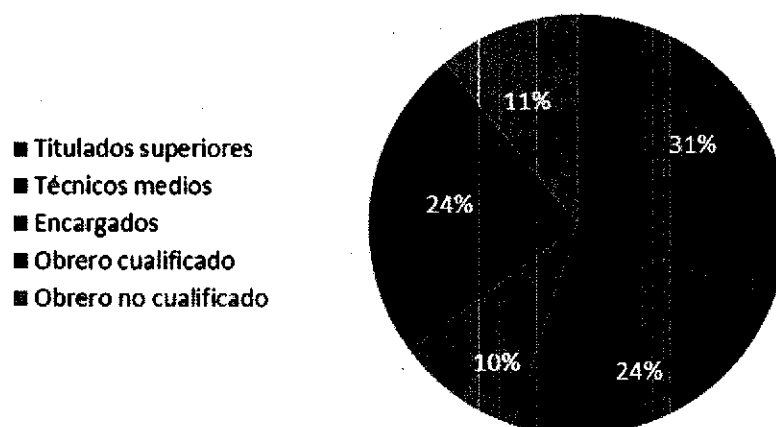
Tabla 5.3-1 Distribución empleo por género en las empresas del sector. Año 2010 (%)

	Hombres	Mujeres	Indefinido	Total
	26,3	44,3	24,4	25,3
	73,7	55,7	75,6	74,7
	100	100	100	100

Fuente: ISTAS

- **Cualificación profesional.** La mayor parte de los trabajadores de este sector son técnicos o titulados superiores, seguido de técnicos medios (donde se incluye el personal administrativo) y de oficiales.

Figura 5.3-1 Distribución de la cualificación del personal en el sector de las energías renovables. Año 2010.



Fuente: ISTAS

Datos empleo 2010

El Estudio de ISTAS estima, de forma conservadora, que existen 70.152 empleos directos y 45.570 empleos indirectos en España en 2010 asociados a las energías renovables. El volumen de empleo total es, por tanto, según ISTAS de 115.722 puestos de trabajo en las diferentes áreas de actividad (fabricación de equipos, I+D, comercio, exportaciones, formación, finanzas, etc.). Se trata de un cálculo coherente con las bases del estudio pero conservador puesto que esta cifra no incluye, por ejemplo, los empleos derivados de la obtención del recurso en biomasa.

Las tecnologías a las que corresponde el mayor porcentaje de empleo directo son la energía eólica, solar fotovoltaica y solar térmica, representando entre las tres más del 80% del empleo asociado a las energías renovables.

De acuerdo este estudio, las actividades que más empleo directo generan son la fabricación de equipos (37,6%), el desarrollo de proyectos y servicios (18,3%) y la

construcción e instalación (16,9%). La operación y mantenimiento representa en 2010 el 12% del empleo directo. Las actividades relacionadas con I+D+i contribuyen al empleo con un 4,5 %, apreciándose en este terreno un esfuerzo en las empresas de energías renovables superior al del resto de la economía. (Tabla 5.3-2)

Tabla 5.3-2 Situación del empleo directo asociado a las energías renovables en 2010.
Distribución por actividades.

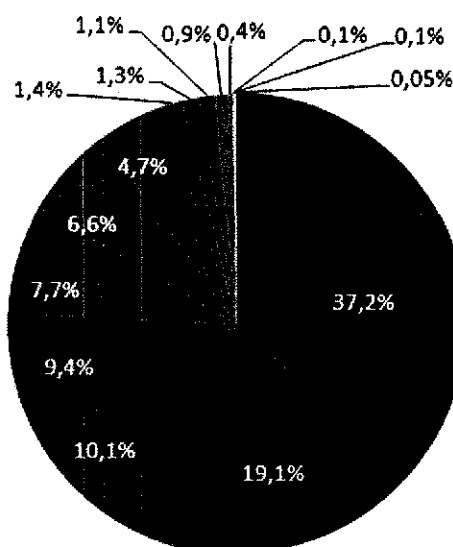
	<i>Empleos totales</i>	<i>%</i>
Fabricación de equipos	26.387	37,6%
Desarrollo de proyectos y servicios	12.834	18,3%
Construcción e Instalación	11.840	16,9%
Operación y Mantenimiento	8.395	12,0%
Comercialización, venta de equipos	7.228	10,3%
I+D+i	3.185	4,5%
Formación	283	0,4%

Para aquellas tecnologías especialmente dinámicas en su desarrollo, como es el caso de la energía solar termoelectrica, se han tenido en cuenta, aparte del estudio de ISTAS, referencia básica de cálculo por la consistencia de sus resultados, otras fuentes y estimaciones. Del mismo modo, se ha cuantificado la actividad de obtención del recurso para las áreas de biomasa térmica y eléctrica. Los datos de empleo en España para el sector de energías renovables en 2010, teniendo en cuenta las consideraciones anteriormente mencionadas, son los siguientes (Tabla 5.3-3):

Tabla 5.3-3 Situación del empleo asociado a las energías renovables en 2010.

SUBSECTORES RENOVABLES	Empleo Directo	Empleo Indirecto	Empleo Total	%
Eólico	30.651	24.521	55.172	37,2%
Solar Fotovoltaico	19.552	8.798	28.350	19,1%
Solar Termoelectrico	9.346	5.608	14.954	10,1%
Biomasa eléctrica	7.172	6.789	13.961	9,4%
Biomasa usos térmicos	5.754	5.640	11.394	7,7%
Solar Térmico	6.757	3.041	9.798	6,6%
Actividades comunes a todos los subsectores	4.262	2.718	6.980	4,7%
Incineración de residuos	1.415	637	2.052	1,4%
Biocarburantes	964	988	1.952	1,3%
Hidráulica y minihidráulica	1.078	485	1.563	1,1%
Biogás eléctrico	664	681	1.345	0,9%
Geotermia	415	162	577	0,4%
Energías del mar	74	38	112	0,1%
Biogás usos térmicos	55	56	111	0,1%
Residuos domésticos+industriales - térmica	50	23	73	0,05%
TOTAL	88.209	60.185	148.394	100,0%

- Eólico
- Solar Fotovoltaico
- Solar Termoelectrico
- Biomasa eléctrica
- Biomasa usos térmicos
- Solar Térmico
- Actividades comunes a todos los subsectores
- Incineración de residuos
- Biocarburantes
- Hidráulica y minihidráulica
- Biogás eléctrico
- Geotermia
- Energías del mar
- Biogás usos térmicos
- RSU+industriales -térmica



Fuente: IDAE/ISTAS

El sector de las energías renovables emplea en España en 2010 a 88.209 personas de forma directa, significando un total de 148.394 empleos (directos e indirectos). La obtención del recurso biomásico empleó en 2010 a un total de 17.570 personas.

Por tecnologías, el sector eólico, biomasa (térmica y eléctrica) y todas las áreas solares (solar fotovoltaica, solar térmica y solar termoelectrica) concentran aproximadamente el 90% del total de empleos del sector.

5.3.2. Previsiones futura de empleo en el sector de las energías renovables para el período 2011-2020, de acuerdo con los objetivos del PER.

De acuerdo con el análisis pormenorizado realizado por ISTAS, las expectativas de futuro de las empresas entrevistadas, se basan en un mantenimiento de los puestos de trabajo, con una tendencia a la generación de nuevos empleos, ya que alrededor de un 27,4 % de empresas comentan explícitamente que crecerán en los próximos años, y hay entre ellas un 16,2 % que tienen planes concretos de contratación para los próximos años.

Con carácter general, el empleo generado en el sector de las energías renovables se puede clasificar en dos categorías principales que experimentan patrones de crecimiento diferenciados:

- *Fabricación e instalación:* incluye el empleo industrial asociado a la fabricación de equipos y todo el empleo necesario para la puesta en marcha de una instalación de energías renovables desde la promoción del proyecto, ingeniería, etc. hasta la puesta en marcha de la instalación. El empleo creado de este subsector depende de la puesta en marcha de nuevas plantas, de modo que se mantendrá estable siempre que siga instalándose más energía renovable o se acentúe la tendencia exportadora que ha venido incrementándose en los últimos tiempos.
- *Operación y mantenimiento:* empleo necesario para llevar a cabo las labores de manejo y gestión de la planta. Estos puestos de trabajo permanecen constantes a lo largo de la vida útil de la planta energética y, por tanto, incrementan su número de forma agregada año tras año.

En el horizonte 2020, el número de empleos asociados a las energías renovables se aumentará de forma considerable. Para las previsiones futuras se ha utilizado la metodología que utiliza el “*Estudio sobre el empleo asociado al impulso de las energías renovables en España*” de ISTAS basado en la correlación de los datos de empleo obtenidos por métodos cuantitativos (encuestas) y la potencia instalada de cada tecnología. De este modo, se asocia el empleo a la potencia instalada anualmente (fabricación e instalación) y a la potencia acumulada (operación y mantenimiento).

Es necesario mencionar que en el cálculo de empleo futuro sólo se tiene en cuenta el mix energético español, sin considerar las exportaciones de equipos y servicios. Para calcular el efecto de las importaciones y exportaciones se ha considerado que en 2020 se mantiene el mismo nivel que en 2009.

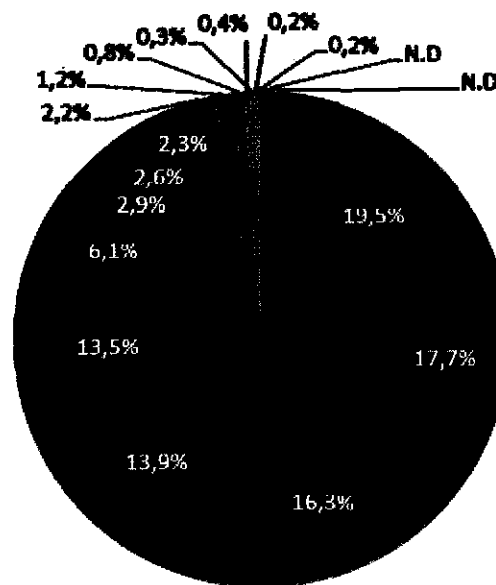
Se han introducido los factores de corrección necesarios en algunos subsectores, debido a que el estudio de ISTAS se realizó en base a los objetivos del Plan de Acción Nacional de Energía Renovables de España 2011-2010 (PANER) y dichos objetivos difieren, en algunos subsectores, de los objetivos fijados por el PER 2011-2020.

Considerando la metodología y las premisas mencionadas en este capítulo, en 2020 se estima que el sector de las energías renovables emplee a un total de 302.866 personas, de los cuales 180.175 serán empleos directos y 122.691 serán indirectos, como se aprecia en la Tabla 5.3-4.

Tabla 5.3-4 Niveles de empleo asociados a cada subsector tecnológico renovable

SUBSECTORES RENOVABLES	Obtención del Recurso		Construcción y Desmantelamiento		Explotación		TOTAL	%
	Directo	Indirecto	Directo	Indirecto	Directo	Indirecto		
Solar fotovoltaica	X	X	35.006	15.753	5.699	2.564	59.022	19,5%
Eólica terrestre	X	X	26.745	21.396	2.972	2.377	53.491	17,7%
Biomasa producción eléctrica	20.671	20.671	3.471	3.055	833	733	49.435	16,3%
Biomasa usos térmicos	17.715	17.715	1.087	957	2.417	2.127	42.017	13,9%
Solar térmica	X	X	24.657	11.096	3.523	1.585	40.861	13,5%
Solar termoeléctrica	X	X	7.269	4.362	4.320	2.592	18.543	6,1%
Hidroeléctrica	X	X	5.863	2.638	120	54	8.675	2,9%
Biogás producción eléctrica	X	X	3.819	3.914	108	111	7.952	2,6%
Actividades comunes a todos los subsectores	X	X	3.836	2.446	426	272	6.980	2,3%
Residuos domésticos+industriales - eléctrica	X	X	1.441	648	3.166	1.425	6.681	2,2%
Biogás usos térmicos	X	X	1.700	1.742	48	49	3.539	1,2%
Biocarburantes y biolíquidos	N.D.	N.D.	288	295	962	986	2.530	0,8%
Eólica marina	X	X	573	458	64	51	1.146	0,4%
Residuos domésticos+industriales - térmica	X	X	186	84	410	184	864	0,3%
Geotermia usos térmicos	X	X	385	150	45	18	598	0,2%
Energías del mar	X	X	200	104	150	78	532	0,2%
Geotermia producción eléctrica	X	X	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	0	0,0%
Aeroterminia	X	X	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	0	0,0%
TOTAL								
	100.350	116.827	69.099	25.262	15.207	202.169	100	100

- Solar fotovoltaica
- Eólica terrestre
- Biomasa producción eléctrica
- Biomasa usos térmicos
- Solar térmica
- Solar termoelectrónica
- Hidroeléctrica
- Biogás producción eléctrica
- Actividades comunes a todos los subsectores
- RSU+Industriales -eléctrica
- Biogás usos térmicos
- Biocarburantes y biolíquidos
- Eólica marina
- RSU+Industriales -térmica
- Geotermia usos térmicos
- Energías del mar
- Geotermia producción eléctrica
- Aerotermia



Fuente: IDAE/ISTAS

En cuanto a las previsiones de empleo para el año 2020, el sector de las energías renovables generaría 154.472 empleos (directos e indirectos), lo que representa un crecimiento respecto al empleo en 2010 del 104%. El mayor aumento relativo se da en la fase de operación y mantenimiento, debido al aumento paulatino de la potencia acumulada.

Por tecnologías siguen siendo las tecnologías solares (solar térmica, fotovoltaica y termoelectrónica), la energía eólica y la biomasa (usos térmicos y eléctricos) las que registrarán en 2020 un volumen mayor de empleo, concentrando el 87% del total de empleo en 2020. En este sentido es importante destacar el importante crecimiento el empleo en el sector de la biomasa, debido principalmente al aumento del número de empleos para la obtención del recurso.

El número de empleos asociados a la energía eólica no experimenta crecimiento, si bien se mantiene como un sector líder en nuestra economía. En 2020 emplearía de forma directa e indirecta a más de 54.000 personas, lo que representa un 18% de total del empleo asociado a las energías renovables. De estos empleos, aproximadamente el 98% estará asociado a parques eólicos terrestres y el 2% a parques eólicos marinos.

Las actividades asociadas a la construcción y desmantelamiento de instalaciones de energía renovable, supondrán el 61% del total de empleo del sector, mientras que las actividades asociadas a la explotación (operación y mantenimiento) supondrán el 13% del total del empleo del sector.

Las energías renovables se presentan como un sector con un papel primordial para el fomento de la seguridad del abastecimiento energético, el desarrollo tecnológico y la innovación, contribuyendo de forma positiva a la creación de empleo y de riqueza (PIB). España es pionero en el desarrollo de ciertas tecnologías, como es el caso de la energía eólica, solar termoelectrónica y fotovoltaica. Alrededor de estas tecnologías se ha creado un fuerte tejido industrial, que se caracteriza por unos niveles de productividad muy elevados y superiores a la media de la economía. Es un sector con una propensión exportadora elevada y con unos niveles de inversión en investigación y desarrollo superior al resto de la economía española. Se trata de un sector que en los últimos años ha empleado a un gran número de personas y cuyas perspectivas son muy optimistas. En los próximos años, el sector de las energías renovables ofrecerá

nuevas oportunidades de empleo y de desarrollo regional, especialmente en zonas rurales y aisladas, convirtiéndose en un importante motor en el desarrollo social y económico.

5.3.2 Emisiones evitadas

Otro importante elemento asociado al desarrollo de las energías renovables es su relevante contribución a mitigar las externalidades ambientales asociadas a la producción, transporte y consumo de energía. Los compromisos derivados del Protocolo de Kyoto, y los posteriores acuerdos y discusiones para intensificar la lucha contra el calentamiento global, especialmente en el seno de la Unión Europea, muestran la preocupación política y social por el cambio climático. La generación de energía es responsable del 80% de las emisiones de efecto invernadero, por lo que la introducción de energías renovables en este sector, mitigará de forma sustancial el problema.

La utilización de energías renovables presenta múltiples beneficios de tipo medioambiental respecto al uso de energías fósiles. Estos beneficios afectan a un gran número de emisiones contaminantes, en este epígrafe se evalúa únicamente la contribución de este Plan a la limitación de emisiones de CO₂, principal gas de efecto invernadero.

De acuerdo con los objetivos de crecimiento de las distintas tecnologías renovables definidos en este Plan, se ha efectuado una doble evaluación de las emisiones de CO₂ evitadas por el mismo. La primera se refiere a las emisiones evitadas en el año 2020 por el crecimiento previsto de las energías renovable entre 2011 y 2020. La segunda es la suma total de emisiones evitadas desde 2011 a 2020 por la mayor contribución de las energías renovables al sistema energético en este período.

Los cálculos de emisiones de CO₂ evitadas que se recogen son cálculos efectuados ad hoc para el mismo de acuerdo con la metodología que en cada caso se describe, y no tiene por qué coincidir con los realizados con enfoques o bases contables distintos, y en particular con los correspondientes a los informes periódicos realizados en relación con la evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

Tabla 5.3-5 Emisiones evitadas en el año 2020 por el incremento de fuentes renovables por el PER 2011-2020

Emisiones de CO ₂ evitadas en el año 2020 por el nuevo parque de EERR del PER 2011-2020	
	Emisiones evitadas en 2020 (tCO ₂ /año)
Energías renovables - generación de electricidad (*)	
Hidroeléctrica normalizada	483.802
Eólica normalizada	12.186.563
Eólica marina	744.038
Solar termoeléctrica	5.520.105
Solar fotovoltaica	2.450.666
Biomasa	2.129.350
Biogás (**)	747.990
Residuos domésticos renovables	337.549
Energías del mar	88.720
Geotermia	120.982
Total áreas eléctricas	24.809.766
Energías renovables - calefacción/refrigeración	
Biomasa y residuos (cal/ref)	2.374.123
Biogás (cal/ref) (**)	191.642
Geotérmica (cal/ref)	16.944
Paneles solares y otros (cal/ref)	1.285.079
Bomba de calor (aerotérmica + geotérmica)	100.776
Total áreas térmicas	3.968.563
Biocarburantes - Transportes	
Biodiésel	3.351.176
Bioetanol	505.008
Total área transporte	3.856.184
Emisiones CO₂ evitado en el año 2020 con PER (toneladas CO₂/año)	32.634.513

* Emisiones evitadas frente a centrales de ciclo combinado de gas natural en generación eléctrica con un rendimiento medio del 50%.

** Adicionalmente, se estima que en el año 2020 las emisiones de CH₄ y N₂O evitadas por las nuevas instalaciones de digestión anaerobia de purines y estiércoles, expresadas como t CO₂_eq, serían 2.678.900 t CO₂_eq asociadas al objetivo eléctrico de biogás y 1.189.757 t CO₂_eq asociadas al objetivo térmico.

Fuente: Elaboración IDAE con metodología propia

De acuerdo con las hipótesis indicadas, el incremento previsto de energías renovables entre 2010 y 2020, daría lugar en España a un volumen de emisiones evitadas de 32,6 millones de toneladas de CO₂ en el año 2020. Para evaluar el impacto total de las energías renovables sobre la reducción de emisiones de CO₂, a esa cifra hay que añadir las emisiones evitadas por el desarrollo producido de las energías renovables hasta 2010, cantidades a las que se añaden los incrementos previstos en el PANER.

De igual forma, la siguiente tabla, presenta la evaluación de las emisiones totales de CO₂ evitadas por el Plan hasta el año 2020, es decir, las emisiones acumuladas entre 2011 y 2020 que no han sido emitidas debido al incremento de energías renovables previsto en el PANER.

Tabla 5.3-6 Emisiones acumuladas evitadas en el período 2011-2020 por el incremento de fuentes renovables en dicho período debido al PER 2011-2020

Emisiones acumuladas de CO ₂ evitadas por el nuevo parque de energías renovables del PER 2011-2020 en dicho período	
	Emisiones evitadas en el período 2011-2020 (tCO ₂)
Energías renovables - generación de electricidad (*)	
Hidroeléctrica normalizada	592.172
Eólica normalizada	62.712.996
Eólica marina	1.554.616
Solar termoeléctrica	32.569.924
Solar fotovoltaica	12.934.085
Biomasa	10.587.673
Biogás (**)	3.093.316
Residuos domésticos renovables	1.586.777
Energías del mar	235.108
Geotermia	217.767
Total áreas eléctricas	126.084.435
Energías renovables - calefacción/refrigeración	
Biomasa y residuos(cal/ref)	11.280.173
Biogás (cal/ref) (**)	975.152
Geotérmica (cal/ref)	65.412
Paneles solares y otros (cal/ref)	4.969.922
Bomba de calor (aerotérmica+ geotérmica)	486.308
Total áreas térmicas	17.776.967
Biocarburantes - transportes	
Biodiésel	24.516.882
Bioetanol	2.543.943
Total área transporte	27.060.825
Acumulado CO₂ evitado en el período 2011-2020 (tCO₂)	170.922.226

* Emisiones evitadas frente a centrales de ciclo combinado de gas natural en generación eléctrica con un rendimiento medio del 50%.

** Adicionalmente, se estima que en el periodo 2011-2020 las emisiones acumuladas de CH₄ y N₂O evitadas por las nuevas instalaciones de digestión anaerobia de purines y estiércoles, expresadas como t CO₂_eq, serían 10.069.317 t CO₂_eq asociadas al objetivo eléctrico de biogás y 4.277.718 t CO₂_eq asociadas al objetivo térmico.

Fuente: Elaboración IDAE con metodología propia

Como se aprecia en la tabla, las emisiones evitadas por el Plan hasta el año 2020 superan los 170 millones de toneladas de CO₂, bajo las hipótesis conservadoras señaladas al principio del apartado.

5.4. Preparación del plan de acción nacional en materia de energía renovable y seguimiento de su aplicación

Con fecha 6 de julio de 2010 se presentó ante la Comisión Europea, el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España (PANER 2011- 2020), en el que la contribución de las energías renovables al consumo final bruto en 2020 representaba el 22,7%. El 21 de diciembre de 2010, la Subcomisión de análisis de la estrategia energética española para los próximos 25 años, constituida en el seno de la Comisión de Industria, Turismo y Comercio del Congreso de los Diputados, aprobó un documento con el apoyo de la mayoría de los grupos parlamentarios, en el que se recomendaba que la participación de las energías renovables fuera del 20,8% en el año 2020. Es por ello, que tras la aprobación del Plan de Energías Renovables 2011-2020 el pasado 11 de noviembre en el que se consolida como objetivo a alcanzar en 2020 un 20,8%, se presenta este informe de actualización del PANER 2011-2020, el cual recoge los objetivos aprobados en el PER 2011- 2020.

El Plan contempla el establecimiento de un adecuado sistema de supervisión, en primera instancia basado en las directrices incluidas en la Directiva. En este sentido, cada 2 años, siendo la última fecha diciembre de 2021, España presentará a la Comisión un informe sobre los progresos registrados en el fomento y la utilización de la energía procedente de fuentes renovables. En lo relativo a aquellas asociadas a la generación de electricidad, estos informes indicarán:

- Las cuotas sectoriales y globales en los dos años naturales anteriores, y las medidas adoptadas o previstas de ámbito nacional para fomentar su crecimiento, teniendo en cuenta la trayectoria indicativa que figura en el Capítulo 3.
- La introducción y el funcionamiento de los sistemas de apoyo y otras medidas de fomento, y cualquier novedad en las medidas aplicadas con respecto a las que figuran en el presente Plan de Acción Nacional, así como la información acerca de la manera en que se asigna a los clientes finales la electricidad objeto de medidas de apoyo.
- Manera en que España ha estructurado sus sistemas de apoyo para tener en cuenta sus beneficios adicionales en relación con otras aplicaciones comparables, pero que puede implicar también costes más elevados.
- El funcionamiento del sistema de garantías de origen para la electricidad, y las medidas adoptadas para garantizar la fiabilidad y la protección del sistema contra el fraude.
- Los progresos registrados en la evaluación y la mejora de los procedimientos administrativos para eliminar los obstáculos reglamentarios y no reglamentarios a su desarrollo.
- Las medidas adoptadas para garantizar el transporte y la distribución de la electricidad producida a partir de ellas, y para mejorar el marco o las normas relativas a la asunción y reparto de costes.
- Los avances en la disponibilidad y la utilización de los recursos de biomasa con fines energéticos.
- Los cambios en los precios de las materias primas y en el uso del suelo en España, ligados a una mayor utilización de la biomasa y otras fuentes.

- La reducción neta estimada de las emisiones de gases de efecto invernadero resultante.
- Estimación del exceso de producción eléctrica con respecto a su trayectoria indicativa, que podría transferirse a otros Estados miembros.
- Estimación de la demanda eléctrica que España deberá satisfacer por medios distintos de la producción nacional hasta 2020.
- Información acerca de la manera en que se ha calculado la cuota de desechos biodegradables en los desechos utilizados para producir energía, y las medidas adoptadas para mejorar y verificar dichos cálculos.

El principal objetivo del seguimiento del Plan es la evaluación sistemática y periódica del desarrollo de las diferentes áreas renovables, de acuerdo con los objetivos establecidos, así como el análisis de las barreras que persistan y la formulación de propuestas que permitan superarlas. Se evaluará, por un lado, el grado de avance en el cumplimiento de los objetivos, desde un punto de vista cuantitativo y, por otro, se analizará la evaluación cualitativa de cada una de las áreas, con la consideración de aspectos energéticos, medioambientales, tecnológicos, industriales, socioeconómicos, y de aquellos otros que, con una perspectiva de medio o largo plazo, puedan impulsar o dificultar el cumplimiento de los objetivos, tanto específicos como generales de este Plan.