

## Hoja de ruta del sector de energías renovables en España

Junio de 2010

Elaborado en el marco del proyecto:

REPAP  
2020

Renewable Energy Policy Action Paving  
the Way towards 2020

1

Con el apoyo de

Intelligent Energy  Europe

*The sole responsibility for the content of this document lies with the authors. It does not necessarily reflect the opinion of the European Communities. The European Commission is not responsible for any use that may be made of the information contained therein*

## **Introducción**

### **Objetivos de la hoja de ruta (del sector) de energías renovables (EERR) en España**

El presente documento tiene por objeto mostrar la visión del sector de EERR español sobre la participación total de las EERR en el consumo final de energía en el horizonte del año 2020. Para ello se han incluido diferentes escenarios (energéticos) así como objetivos sectoriales (electricidad, calefacción/refrigeración y transporte). Además, esta “hoja de ruta del sector de EERR” incluye una serie de “medidas” que se proponen para su implementación si se quieren alcanzar los objetivos propuestos. El esquema de esta “hoja de ruta del sector de EERR” está basado en el modelo oficial establecido en la Decisión de la Comisión Europea del 30 de junio de 2009 [C(2009) 5174-1] para los Planes de Acción Nacionales en materia de Energías Renovables (PANER) que los Estados miembros (EEMM) deben presentar antes del 30 de junio de 2010 por mandato de la Directiva de Renovables 2009/28/CE. Esta hoja de ruta del sector de EERR en España forma parte del Proyecto Europeo “REPAP 2020” en el cual APPA ha coordinado por España.<sup>1</sup>

Este documento ha sido elaborado por la Asociación de Productores de Energías Renovables (APPA) única asociación española que agrupa a todas las tecnologías renovables. La consultora Deloitte ha sido la encargada de elaborar los escenarios de EERR a 2020.

2

Se ha elaborado con la finalidad de ser entregado y presentado al Gobierno y a los responsables políticos, como aportación del sector de renovables a la elaboración de un PANER extenso, ambicioso pero posible.

Una vez elaborado el PANER español, se tratará de hacer un seguimiento de las medidas propuestas por el Gobierno y de cuál es su grado de cumplimiento, pudiéndose publicar nuevas ediciones de este documento para, en su caso, adaptar los objetivos hoy propuestos, añadir, desarrollar o proponer nuevas medidas para alcanzar los objetivos marcados (tomando en cuenta nuevos datos, decisiones, normativa, etc. que se haya publicado).

---

<sup>1</sup> El proyecto europeo, REPAP2020 (Renewable Energies Policy Action Paving the Way towards 2020), coordinado por el Consejo Europeo de Energías Renovables (EREC), pretende ayudar a los Estados miembros en la aplicación de la Directiva de EERR a nivel nacional. El objetivo primordial del proyecto es crear una red de responsables de la elaboración de políticas a nivel nacional, miembros de los parlamentos nacionales de EU-27, del Parlamento europeo y del sector de las EERR para intercambiar conocimientos y ejemplos de buenas prácticas para la elaboración de Planes de Acción Nacionales en materia de Energía Renovable (PANER) adecuados y coherentes.

Antes de la presentación de los PANER a la Comisión Europea en junio de 2010, el proyecto REPAP2020 realizará una labor de acompañamiento a lo largo del proceso de redacción y ofrecerá a las autoridades competentes su asistencia en el diseño de los PANER. Asimismo, REPAP2020 capacitará a las asociaciones sectoriales nacionales para desarrollar sus respectivos programas de trabajo para el sector de las EERR, con los que se pretende apoyar la elaboración de los PANER. En una segunda fase, el proyecto evaluará los PANER y difundirá los resultados para facilitar un proceso de retroalimentación y aprendizaje constantes.

## I. SITUACIÓN ACTUAL

- Breve resumen de la estructura y función del mercado de energías renovables (EERR).
- Participación actual de las EERR (basada en las últimas cifras disponibles de Eurostat) y del progreso alcanzado desde la entrada en vigor de las Directivas Europeas sobre el fomento de energías renovables en el mercado eléctrico común (2001/77/CE) y del fomento a los biocarburantes (2003/30/CE).
- Resumen del marco legislativo existente, es decir, de las actuales políticas de apoyo a las energías renovables respecto de la producción de electricidad, calor/frío y del transporte (y de las barreras relacionadas).

A finales de 2007 las energías renovables en España cubrieron el 8,8% del consumo de energía final (según Eurostat 9,2%). En 2008 este porcentaje aumentó hasta un 10,5%. Sin embargo, aunque la aportación de las energías renovables al consumo final bruto de energía en términos totales aumentó un 90% entre 1990 y 2008 (un 60% entre 1998 y 2008), en términos relativos, la aportación sólo creció un 9,4% entre 1990 y 2008 respectivamente y un 16,6% entre 1998 y 2008. Este lento crecimiento, en términos relativos, se debe mayoritariamente al hecho de que el consumo de energía primaria entre 1990 y 2007 subió un 60,9% (el consumo final de energía un 72,2%) que igualó/compensó casi en su totalidad el crecimiento de energías renovables.

3

	1990	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Aportación de las EERR al consumo final bruto de energía en %	9,6	9,0	7,4	7,6	9,0	7,1	8,8	7,8	7,5	8,6	9,2	10,5

Fuentes: Eurostat y IDAE/MITyC

El crecimiento de EERR más sustancial en términos totales se produjo en el sector eléctrico, donde la producción de las EERR (gracias a un sistema de apoyo continuado y atractivo en forma de tarifas reguladas/primas a la producción) aumentó de 1.687 ktep a 5.342 ktep entre 1990 y 2008 (+ 216%) y la aportación al consumo bruto de electricidad creció del 13,0% en 1990 (19,4% en 1998) al 22,5% en 2008. En 2009 la contribución de las EERR a la demanda eléctrica peninsular siguió creciendo y alcanzó el 26% del total. La posibilidad de cumplir con el objetivo indicativo del 29,1% de electricidad renovable en la demanda bruta de electricidad en el 2010 (según la Directiva Europea 200177/CE al apoyo de las EERR en el mercado eléctrico común) parece pues alcanzable.

La producción de calor/frío con EERR, debido sobre todo a la falta de la seguridad de suministro en la biomasa primaria y a la competencia de uso entre los diferentes tipos de uso de la biomasa junto con la falta de programas de apoyo suficientemente atractivos para invertir en proyectos de biomasa, ha supuesto un decremento (aunque entre 1998 y 2008 hubiera un ligero aumento). Es decir, si se compara la evolución de la producción de calor/frío a base de EERR

entre 1990 y 2008 se constata un decremento de 7,6% (3.932 ktep en 1990 vs. 3.633 ktep en 2008) aunque entre 1998 y 2008 se produjo un pequeño aumento de 6,6% (3.407 ktep en 1998 vs. 3.633 ktep en 2008).

En el sector del transporte se observa una creciente aportación de los biocarburantes desde su entrada en el mercado español en el año 2000, apoyado inicialmente por una exención de los biocarburantes de los impuestos sobre los productos petrolíferos y más recientemente también por una obligación de uso/sistema de cuota. Sin embargo el consumo de biocarburantes en España todavía está lejos de cumplir con los objetivos para el 2010 planteados por el Plan de Energías Renovables 2005-2010 (5,83%) y por la Directiva Europea del fomento a los biocarburantes (5,75%). En el año 2008 representaban un 1,40% en el caso de biocarburantes utilizados en motores de gasolina para el transporte y un 2,04% para los de motores diesel.

#### I.1 Sector de electricidad

El consumo de energía final en el sector eléctrico tuvo un crecimiento continuado (excepto en el año 1993) entre 1990 y 2007 de 150.648 GWh a 294.498 GWh (+ 95,5%) según Eurostat respectivamente y de 185.933 GWh en 1997 a 294.498 GWh (+ 58,4%) (según el MITyC el consumo eléctrico en el balance del consumo de energía final solamente llegó a 257.709 GWh (+ 71,1% desde 1990)). En el mismo periodo del tiempo se produjo un fuerte crecimiento de la producción eléctrica a base de EERR que aumentó de 19.624 GWh en el 1990 a 58.708 GWh en 2007 (+ 199%). En 2008 la producción de electricidad con EERR continuó creciendo hasta alcanzar los 62.555 GWh.

4

#### **Evolución de la producción de electricidad a base de EERR entre 1990 y 2008**

	1990	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Producción de electricidad a base de EERR en TWh	19,6	38,2	27,0	32,6	49,6	31,5	51,2	46,2	44,0	52,4	58,7	62,6

Fuentes: Eurostat y IDAE/MITyC

Desde la entrada en vigor del Real Decreto 2366/1994 que implantó un sistema de tarifas reguladas, complementado por una segunda variante de remuneración a base de una prima en combinación con el precio pool de electricidad desde 1999 (establecido por primera vez por el RD 2818/1998 modificado posteriormente por el RD 436/2004 y por el RD 661/2007 que introdujo entre otras medidas un sistema de "cap & floor" para el cálculo de las primas y el RD 1578/2008 específico para la tecnología solar fotovoltaica que incluyó la obligación de inscribir las instalaciones en un pre-registro de asignación de retribución, un sistema de convocatorias de potencia y una nueva fórmula de cálculo de las tarifas en función de la evolución del mercado) las renovables han tenido un marco de apoyo relativamente estable, que ha impulsado el crecimiento de las EERR en el sector de electricidad hasta hace poco. Hay que tener en cuenta la

garantía de prioridad de acceso a la red junto con una garantía de remuneración de entre 15 años (en el caso de instalaciones de biomasa que han optado para la opción de remuneración a base de primas) y toda la vida útil de la instalación para la electricidad renovable inyectada a la red. Esas tarifas, primas y otros complementos están diferenciados por tecnologías, tamaño de la instalación y en la opción de tarifa regulada también se hace una distinción en función de los años de operación. En el caso de la energía fotovoltaica, desde la entrada en vigor del RD 1578/2008 a finales de septiembre de 2008, se aplica una nueva diferenciación en la tarifa dependiendo de la ubicación de la instalación (en tejado o en suelo).

Hasta mitades de los años 90 solamente la energía hidráulica contribuyó con una producción notable (entre aprox. 12% y 15,5%) al consumo bruto de electricidad. A partir de esa fecha, fue la energía eólica la que con su gran desarrollo mostró un crecimiento considerable. Hasta finales de 2009 (según la AEE) se han instalado 19.149 MW de potencia eólica. Con esto, la energía eólica se consolida como tercera tecnología del sistema eléctrico español al haber alcanzado en 2009 una producción (según la AEE) de 36.188 GWh, solo superada por las centrales térmicas de gas de ciclo combinado y por las nucleares. La eólica, que ha aumentado su producción en un 15,57 % respecto a 2008, supera por primera vez en el computo anual al carbón. En el conjunto del año la energía eólica en 2009 ha cubierto el 14,3 % de la demanda frente al 11,5 % de 2008. En el mes de diciembre de 2009 la energía eólica volvió a ser, como el mes de noviembre, la segunda tecnología del sistema con 4.663 GWh (un 23,6 % más que en 2008) y un 20,1 % de la producción por delante de la nuclear que produjo 4.138 GWh lo que suponía un 17,4 % del total. Por otra parte, la energía eólica ya ha alcanzado en diferentes ocasiones índices de cobertura de la demanda superiores al 50% durante varias horas, despejando así las dudas sobre las dificultades de su integración en la red. En la madrugada del miércoles 30 de diciembre de 2009, se producía un nuevo récord de energía eólica llegando a cubrir el 54,1% de la demanda a las 3h50. Otro máximo histórico de producción eólica se alcanzó el pasado 8 de noviembre: 11.620 MW de potencia instantánea en funcionamiento, 11.429 MWh de producción eólica horaria y 251.543 MWh de producción eólica diaria, el 44,9% de la demanda eléctrica de ese día. Asimismo, la energía fotovoltaica hasta septiembre 2008 ha visto - gracias a unos niveles de tarifa regulada muy atractiva - un crecimiento espectacular (con ratios de crecimiento anual en el 2007 y el 2008 de 364% respectivamente 413% según la CNE) y alcanzó una capacidad instalada de casi 3,5 GW a finales de 2008. En el 2009 la producción con fotovoltaica contribuyó con casi 3% (2,8%) a la cobertura de la demanda eléctrica.

Sin embargo, otras tecnologías, sobre todo la biomasa (sólida) y el biogás, crecieron a un ritmo muy por debajo de lo pronosticado y de lo necesario para cumplir con los objetivos fijados en el Plan de Energías Renovables 2005-2010.

Además, desde la entrada en vigor del RD 1578/2008 en el caso de la energía fotovoltaica, debido a la introducción de varias barreras administrativas y económicas (véase apartado III.1, respuesta 1.1.), el mercado fotovoltaico español se ha quedado prácticamente parado, con sólo 39 MW de nueva potencia instalada entre enero y noviembre 2009 (comparado con 2.756 MW de nueva potencia fotovoltaica instalada durante todo el año 2008). Barreras muy semejantes también se establecieron para el resto de las tecnologías de producción eléctrica con EERR tras la entrada en vigor del Real Decreto-Ley 6/2009 en mayo 2009 supuso una inseguridad (sobre

todo) económica para nuevos proyectos incluso para los que todavía estaban al amparo del marco apoyo establecido por el RD 661/2007 hasta 2012 (2013 en el caso de la energía solar termoeléctrica).

**Evolución de la aportación de las EERR al consumo bruto de electricidad entre 1990 y 2008**

	1990	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Aportación de electricidad a base de EERR al consumo bruto de electricidad en %	13,0	19,4	12,7	14,3	20,8	12,7	19,6	16,9	15,2	17,9	19,9	21,5

Fuentes: Eurostat, IDAE/MITyC

**1.2 Calor/frío**

El consumo final bruto de energía en el sector de calor/frío creció entre 1990 y 2007 de 23.356 ktep a 33.726 ktep (+ 44,4%). Igualmente, la producción de calor/frío a base de EERR entre 1990 y 2008 decreció incluso un 7,6%.

6

**Evolución de la producción de calor a base de EERR entre 1990 y 2008**

	1990	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Producción de calor a base de EERR en ktep (TWh)	3.932 (45,7)	3.407 (39,6)	3.429 (39,9)	3.393 (39,5)	3.410 (39,7)	3.459 (40,2)	3.636 (42,3)	3.514 (40,9)	3.546 (41,2)	3.833 (44,6)	3.859 (44,9)	3.633 (42,3)

Fuentes: Eurostat, MITyC/IDAE

Los usos térmicos con EERR cuentan con el apoyo del Código Técnico de la Edificación (CTE, 2006), que incluye la obligación de cubrir entre el 30 y el 70% de la demanda doméstica de agua caliente con energía solar térmica y se aplica a todas las nuevas construcciones y rehabilitaciones. El volumen previsto de demanda de agua caliente y la ubicación geográfica del edificio determinan el porcentaje concreto que se aplica. Las inversiones en instalaciones térmicas a base de EERR pueden recurrir a varios programas de ayuda con préstamos de bajo interés (sobre todo a nivel de las Comunidades Autónomas, CCAA). Por ejemplo, el IDAE ofrece un programa que cubre hasta el 100% de los costes de inversión para instalaciones solar térmicas con una capacidad instalada de al menos 20 kW, instalaciones de biomasa para el suministro de calor en edificios hasta 3 MW de potencia y para instalaciones de cogeneración hasta 2 MW de potencia instalada.

### **Evolución de la aportación de las EERR al consumo bruto de calor entre 1990 y 2008**

	1990	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Aportación de calor/frío a base de EERR al consumo bruto de calor en %	16,8	12,7	12,7	11,3	10,9	10,7	10,6	9,8	9,7	11,8	11,4

Fuente: Eurostat

### 1.3 Transporte

El consumo bruto final de energía en el sector de transporte creció entre 2000 y 2008 de 32.977 ktep a 39.320 ktep (+ 19,2%). Al mismo tiempo, el consumo de biocarburantes aumentó de 51 ktep a 601 ktep. En el primer semestre de 2009 en España se consumieron 56.109 tep de bioetanol alcanzando ese período una cuota de mercado en términos energéticos del 1,87 % en relación con la gasolina, no llegando al porcentaje previsto en la obligación anual (2,5%). Por su parte, el consumo de biodiésel durante el primer semestre de este año se situó en 388.816 tep, alcanzando una cuota de mercado en términos energéticos del 3,25%, lo que supera el objetivo mínimo previsto en la obligación anual (2,5%).

Teniendo en cuenta todas estas cifras, se deduce que los biocarburantes alcanzaron en España en la primera mitad de este año una cuota global del mercado en términos energéticos del 2,97 % en relación con los carburantes de automoción, no llegando al porcentaje previsto en la obligación anual (3,4%).

### **Evolución del consumo de biocarburantes entre 2000 y 2008**

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Consumo de biocarburantes en ktep	51	51	120	172	175	259	170	386	601

El apoyo a los biocarburantes en España se basa por una parte en una exención de los impuestos de hidrocarburos establecidos por la Ley 53/2002 (en vigor hasta como mínimo finales de 2012) y por otra parte en la obligación de biocarburantes que quedó consagrada en la *Ley 12/2007, de 2 de julio*, que vino a modificar la legislación del sector de hidrocarburos para establecer por primera vez objetivos de consumo de biocarburantes para los años 2008, 2009 y 2010, que quedaron fijados, respectivamente, en el 1,9%, el 3,4% y el 5,83% del contenido energético conjunto de gasolinas y gasóleos comercializados con fines de transporte.

Con posterioridad, la *Orden ITC/2877/2008*, de 9 de octubre, concretó dichos objetivos globales estableciendo obligaciones específicas y separadas de consumo de biocarburantes sobre la gasolina y el gasóleo del 1,9%, el 2,5% y el 3,9%, en contenido energético, para los años 2008, 2009 y 2010, respectivamente. Mientras que los objetivos para 2008 eran indicativos, los de 2009 y 2010 tienen ya carácter obligatorio.

Esta Orden prevé que los operadores petrolíferos que no pongan en el mercado los biocarburantes que obligatoriamente les correspondan, deberán realizar un pago compensatorio de 350 € por cada tep de biocarburante que les falte. Los ingresos generados por este concepto, se repartirán al finalizar cada año entre los sujetos que hayan puesto en el mercado más biocarburantes de los obligados.

Si este incumplimiento es superior al 30% de su obligación, el sujeto incurrirá, además, en una infracción muy grave que, de acuerdo con el régimen sancionador de la legislación de hidrocarburos, lleva aparejada una multa de hasta 30 millones de €.

**Evolución de la aportación de las EERR al consumo de combustibles en el transporte entre 2000 y 2008**

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Aportación de los biocarburantes al consumo de combustibles en el transporte en %	0,2	0,1	0,3	0,5	0,5	0,7	0,5	1,2	1,9

Fuentes: Eurostat, MITyC/IDAE

## II. OBJETIVOS Y TRAYECTORIAS

### II.1 OBJETIVO GLOBAL DE ENERGÍAS RENOVABLES EN EL CONSUMO FINAL BRUTO DE ENERGÍA

Los objetivos y trayectorias dentro de esta hoja de ruta de EERR se basan en una estimación de la aportación de las EERR elaborado por Deloitte/APPA. Se han calculado 3 escenarios diferenciando los distintos tipos de uso de las energías renovables (en el consumo final bruto de energía, en el consumo final bruto de electricidad, en el consumo final bruto de energía para la calefacción y refrigeración y en el consumo final de energía en el transporte):

1. **Escenario Tendencial (TEN) - Incumplimiento de Objetivos:** recoge la tendencia observada para cada una de las tecnologías de generación, otorgando mayor peso a la trayectoria reciente. Además considera que no se producirán cambios en la regulación a corto plazo y plantean un incumplimiento de los objetivos establecidos en el año 2020.

2. **Escenario Cumplimiento de Objetivos (OBJ):** considera la consecución de los objetivos planteados a nivel nacional e internacional con tasas de crecimiento relevantes y acordes al potencial de cada tecnología. Supone la adopción de medidas inmediatas tales como, el establecimiento de un nuevo marco regulatorio para el sector, la eliminación de numerosos trámites administrativos y un desarrollo de las industrias auxiliares a las diferentes tecnologías.

3. **Escenario Optimista (OPT):** Asume que se crearán incentivos muy ambiciosos, superiores a aquellos establecidos hasta el momento. Adicionalmente, sería necesario fomentar la creación y maduración de sectores anexos que permitieran suministrar los equipos y componentes necesarios. El escenario requiere un esfuerzo en inversión muy importante aunque también depende entre otros factores: de la futura evolución de los precios de los combustibles fósiles, del precio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> y de las curvas de aprendizaje de las diferentes tecnologías. Además aprovecha los mecanismos de flexibilidad y desarrollo de la generación distribuida. Dicho escenario permitiría cumplir todos los objetivos planteados y superarlos antes de los plazos establecidos, ya que tendría efectos positivos a largo plazo muy importantes principalmente en la reducción de la dependencia energética y el impacto medioambiental.

#### Metodología

La metodología empleada recoge diferentes variables para la previsión de la potencia de energía renovable a instalarse en España en el año 2020. Para ello, se han identificado elementos específicos de cada tecnología, aspectos regulatorios y estimaciones macroeconómicas para valorar la trayectoria que seguirá el sector.

En el caso de la generación eléctrica, para cada tecnología se han identificado los diferentes *drivers* de crecimiento específicos a cada tecnología. A partir de los objetivos establecidos en los diferentes planes de actuación, el potencial de desarrollo, el momento a partir del cual se iniciará el desarrollo, el nivel de maduración de la industria auxiliar entre otras variables, se ha evaluado la capacidad renovable que existirá en España en 2020 en una trayectoria bianual.

Por otra parte, para el área de biocarburantes y el área térmica, se ha establecido como precondition el cumplimiento de diferentes niveles de penetración, y a partir de ellos se han realizado los cálculos de capacidad.

A continuación se enumeran las diferentes variables consideradas para todas las tecnologías y sectores:

#### **Características de la industria:**

- Crecimiento medio observado en los años en los que ha existido una regulación favorable, teniendo mayor relevancia los últimos cinco años (2003-2008).
- Porcentaje que representan sobre el total de las energías renovables en España las diferentes tecnologías; situación de partida en potencia y generación de electricidad, horas equivalentes de utilización, maduración de los sectores auxiliares, capacidad de exportación.
- Informes elaborados por las diferentes asociaciones sectoriales.
- Potencial de las diferentes tecnologías de generación en España.
- Penetración del coche eléctrico.
- Evolución de las tecnologías en otros países.

10

#### **Aspectos regulatorios**

- 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, que establece un objetivo obligatorio de alcanzar una cuota del 20% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final de energía de la UE en 2020 y un objetivo vinculante mínimo del 10% de EERR, para todos los Estados miembros, en el consumo final de energía en el transporte.
- Directiva 2003/30 de la Comisión Europea, cuyo objetivo es fomentar el uso de biocarburantes y otros combustibles renovables en el transporte.
- Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad.
- Introducción del Real Decreto-ley 6/2009 por el que se estableció un requerimiento de registro de pre-asignación de retribución para las instalaciones del régimen especial.
- Existencia de barreras “no económicas” como duplicación de procedimientos administrativos, dificultad en la tramitación de licencias, extensión de los plazos de concesión de los permisos, necesidad de elaboración de planes medioambientales excesivamente exigentes, etc.

- Objetivos establecidos en el Plan de Energías Renovables 2005-2010 y niveles de cumplimiento actual.
- Objetivos establecidos en la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2008-2016.

### **Variables económicas**

- Disminución de la intensidad eléctrica igual a la prevista en el documento de previsión de demanda de energía procedente de energías renovables hasta 2020 del Gobierno español<sup>2</sup> y una ganancia en eficiencia progresiva hasta llegar al 12% en 2020 en el consumo de energía.
- Evolución de la demanda de carburantes para el transporte (CORES y Estudio Macroeconómico de las Energías Renovables en España).
- Distribución entre los sectores de electricidad, calefacción/refrigeración y transporte.

### **Las principales previsiones para los 3 escenarios son:**

#### **1. Escenario Tendencial (TEN):**

11

- No se cumplirían los objetivos establecidos por 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.
- Con respecto a la participación de las EERR en el consumo final bruto de energía se alcanzaría una cuota del 18,1%.
- La producción de electricidad de origen renovable llegaría a un 30,1% del consumo bruto de electricidad en España en el año 2020.
- La aportación de las EERR en el área térmica (mismo valor para todos los escenarios) alcanzaría un 16,3%.
- Los biocarburantes representarían un 7% del consumo en transporte.

#### **2. Escenario Cumplimiento de Objetivos (OBJ):**

- Se cumplirán los objetivos establecidos por la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativo al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

---

<sup>2</sup> Según el "Informe en relación con la cumplimentación del artículo 4.3 de la Directiva 2009/28/CE, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables" publicado por el MITyC y el IDAE el día 7 de enero de 2010, que supone una disminución de la intensidad eléctrica del 0,6% anual (entre 2008 y 2020).

- Con respecto a la participación de las EERR en el consumo final bruto de energía se alcanzaría una cuota del 23,4%.
- La producción de electricidad de origen renovable llegaría a un 43,4% del consumo bruto de electricidad en España en el año 2020.
- La aportación de las EERR en el área térmica (mismo valor para todos los escenarios) alcanzaría un 16,3%.
- Los biocarburantes representarían un 10% del consumo en transporte.

### **3. Escenario Optimista (OPT):**

- Se superarían los objetivos antes de los plazos establecidos por 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.
- Con respecto a la participación de las EERR en el consumo final bruto de energía, se alcanzaría una cuota del 27,8%.
- La producción de electricidad de origen renovable llegaría a un 54,3% del consumo bruto de electricidad en España en el año 2020.
- La aportación de las EERR en el área térmica (mismo valor para todos los escenarios) alcanzaría un 16,3%.
- Los biocarburantes representarían un 13% del consumo en transporte.

**PARTICIPACIÓN TOTAL DE LAS EERR EN EL CONSUMO FINAL BRUTO DE ENERGÍA EN 2020 (EN %), ASÍ COMO EN LOS CONSUMOS FINALES DE LOS SECTORES DE ELECTRICIDAD, CALOR Y TRANSPORTE (EN KTEP)<sup>3</sup>**

Ktep	2020		
	OBJ	TEN	OPT
<b>Total área eléctrica</b>	<b>13.822</b>	<b>9.608</b>	<b>17.307</b>
<b>Biocarburantes</b>	<b>3.120</b>	<b>2.184</b>	<b>4.056</b>
<b>Calefacción/refrigeración</b>	<b>6.113</b>		
<b>% Consumo final bruto de energía</b>	<b>23,4%</b>	<b>18,1%</b>	<b>27,8%</b>

Fuentes: Deloitte/APPA

**GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD DE ORIGEN RENOVABLE (GWH / KTEP) Y PORCENTAJE RESPECTO AL CONSUMO BRUTO DE ELECTRICIDAD EN ESPAÑA<sup>4</sup>**

Generación de electricidad	2020					
	GWh			Ktep		
	OBJ	TEN	OPT (3)	OBJ	TEN	OPT
Biomasa	8.783	3.969	23.051	755	341	1.982
Eólica terrestre	76.237	58.279	81.730	6.556	5.012	7.029
Eólica marina (offshore)	5.600	0	8.400	482	0	722
Minihidráulica	7.454	6.355	8.555	641	547	736
Hidráulica Convencional	24.154			2.077		
Solar Fotovoltaica	16.683	10.296	20.487	1.435	885	1.762
Solar Termoelectrica	16.632	7.386	21.318	1.430	635	1.833
Otras (Geotérmica, marina, minieólica)	2.375	750	10.250	204	65	882
Biogás	2.805	528	3.300	241	45	284
<b>Total área eléctrica</b>	<b>160.723</b>	<b>111.718</b>	<b>201.245</b>	<b>13.822</b>	<b>9.608</b>	<b>17.307</b>
<b>% renovable en consumo bruto de electricidad</b>	<b>43,4%</b>	<b>30,1%</b>	<b>54,3%</b>			

Fuentes: Deloitte/APPA

<sup>3</sup> Consumo bruto de energía España 2020: 98.677 ktep. Fuente: Informe en relación con la cumplimentación del artículo 4.3 de la Directiva 2009/28/CE, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, MITyC – IDAE.

<sup>4</sup> El consumo bruto de electricidad, según el modelo de la Comisión Europea para los planes de acción en materia de energía renovable, es la producción nacional bruta de electricidad, incluida la autoproducción, más las importaciones, menos las importaciones (saldo eléctrico). Para el cálculo del porcentaje de la generación de electricidad de origen renovable en el consumo bruto de electricidad en España se ha tomado como referencia una generación bruta de electricidad en España en el 2020 de 370.731 GWh de acuerdo con la estimación del MITyC dentro del “Acuerdo político para la recuperación del crecimiento económico y la creación de empleo” de marzo de 2010. Además, se ha supuesto un saldo eléctrico cero en el 2020.

### III.2 EVOLUCIÓN ESTIMADA DE EERR EN EL SECTOR ELÉCTRICO

#### TRAYECTORIA BIANUAL DE LA POTENCIA INSTALADA (EN MW Y GWH) EN LOS 3 ESCENARIOS (TENDENCIAL (TEN), CUMPLIMIENTO DE LOS OBJETIVOS (OBJ) Y OPTIMISTA (OPT))

Escenario TEN (MW)	2010	2012	2014	2016	2018	2020
Biomasa	703	756	809	862	915	968
Eólica terrestre	19.149	20.616	22.658	24.741	26.759	28.709
Eólica marina (offshore)	0	0	0	0	0	0
Minihidráulica	2.032	2.090	2.202	2.312	2.404	2.542
Hidráulica Convencional	16.658	16.658	16.658	16.658	16.658	16.658
Solar Fotovoltaica	4.360	5.360	6.242	7.224	8.252	9.360
Solar Termoeléctrica	982	1.982	2.548	2.568	2.600	2.638
Geotérmica	0	0	25	75	150	250
Marina	0	0	0	0	0	0
Minieólica	0	0	0	0	0	0
Biogás	160	160	160	160	160	160
<b>TOTAL</b>	<b>44.044</b>	<b>47.622</b>	<b>51.301</b>	<b>54.600</b>	<b>57.898</b>	<b>61.285</b>

14

Fuente: Deloitte/APPA

Escenario TEN (GWh)	2010	2012	2014	2016	2018	2020
Biomasa	2.881	3.099	3.316	3.534	3.751	3.969
Eólica terrestre	38.872	41.850	45.996	50.224	54.321	58.279
Eólica marina (offshore)	0	0	0	0	0	0
Minihidráulica	5.080	5.225	5.505	5.780	6.010	6.355
Hidráulica Convencional	24.154	24.154	24.154	24.154	24.154	24.154
Solar Fotovoltaica	4.796	5.896	6.866	7.946	9.077	10.296
Solar Termoeléctrica	2.750	5.550	7.134	7.191	7.280	7.386
Geotérmica	0	0	75	225	450	750
Marina	0	0	0	0	0	0
Mineólica	0	0	0	0	0	0
Biogás	528	528	528	528	528	528
<b>TOTAL</b>	<b>79.061</b>	<b>86.302</b>	<b>93.574</b>	<b>99.582</b>	<b>105.571</b>	<b>111.718</b>

Fuente: Deloitte/APPA

Escenario OBJ (MW)	2010	2012	2014	2016	2018	2020
Biomasa	750	918	1.171	1.435	1.798	2.142
Eólica terrestre	20.261	23.075	26.499	29.929	33.331	37.555
Eólica marina (offshore)	0	0	0	0	750	2.000
Minihidráulica	2.082	2.184	2.390	2.570	2.804	2.982
Hidráulica Convencional	16.658	16.658	16.658	16.658	16.658	16.658
Solar Fotovoltaica	4.360	5.360	7.622	10.023	12.519	15.167
Solar Termoeléctrica	982	1.982	3.026	4.042	5.067	5.940
Geotérmica	0	0	50	150	300	500
Marina	10	100	200	300	400	500
Minieólica	10	100	200	300	400	500
Biogás	160	298	436	574	712	850
<b>TOTAL</b>	<b>45.273</b>	<b>50.675</b>	<b>58.251</b>	<b>65.980</b>	<b>74.739</b>	<b>84.794</b>

Fuente: Deloitte/APPA

15

Escenario OBJ (GWh)	2010	2012	2014	2016	2018	2020
Biomasa	3.075	3.765	4.801	5.882	7.374	8.783
Eólica terrestre	41.130	46.843	53.793	60.756	67.662	76.237
Eólica marina (offshore)	0	0	0	0	2.100	5.600
Minihidráulica	5.204	5.459	5.974	6.424	7.009	7.454
Hidráulica Convencional	24.154	24.154	24.154	24.154	24.154	24.154
Solar Fotovoltaica	4.796	5.896	8.384	11.025	13.771	16.683
Solar Termoeléctrica	2.750	5.550	8.471	11.318	14.187	16.632
Geotérmica	0	0	25	75	150	250
Marina	25	250	500	750	1.000	1.250
Minieólica	18	175	350	525	700	875
Biogás	528	983	1.439	1.894	2.350	2.805
<b>TOTAL</b>	<b>81.679</b>	<b>93.075</b>	<b>107.891</b>	<b>122.803</b>	<b>140.456</b>	<b>160.723</b>

Fuente: Deloitte/APPA

Escenario OPT (MW)	2010	2012	2014	2016	2018	2020
Biomasa	2.039	2.277	2.507	2.764	3.004	3.293
Eólica terrestre	20.261	24.261	28.261	32.261	36.261	40.261
Eólica marina (offshore)	0	0	0	500	1.000	3.000
Minihidráulica	2.122	2.304	2.590	2.850	3.164	3.422
Hidráulica Convencional	16.658	16.658	16.658	16.658	16.658	16.658
Solar Fotovoltaica	4.360	5.360	8.417	11.645	15.066	18.625
Solar Termoeléctrica	982	2.360	3.678	4.999	6.331	7.613
Geotérmica	0	0	100	300	600	1.000
Marina	10	200	400	600	800	1.000
Minieólica	10	200	400	600	800	1.000
Biogás	160	328	496	664	832	1.000
<b>TOTAL</b>	<b>46.602</b>	<b>53.948</b>	<b>63.507</b>	<b>73.841</b>	<b>84.516</b>	<b>96.872</b>

Fuente: Deloitte/APPA

16

Escenario OPT (GWh)	2010	2012	2014	2016	2018	2020
Biomasa	14.273	15.939	17.549	19.348	21.028	23.051
Eólica terrestre	41.130	49.250	57.370	65.490	73.610	81.730
Eólica marina (offshore)	0	0	0	1.400	2.800	8.400
Minihidráulica	5.305	5.760	6.475	7.125	7.910	8.555
Hidráulica Convencional	24.154	24.154	24.154	24.154	24.154	24.154
Solar Fotovoltaica	4.796	5.896	9.259	12.809	16.572	20.487
Solar Termoeléctrica	2.750	6.609	10.298	13.998	17.728	21.318
Geotérmica	0	0	600	1.800	3.600	6.000
Marina	25	500	1.000	1.500	2.000	2.500
Minieólica	18	350	700	1.050	1.400	1.750
Biogás	528	1.082	1.637	2.191	2.746	3.300
<b>TOTAL</b>	<b>92.978</b>	<b>109.540</b>	<b>129.042</b>	<b>150.866</b>	<b>173.548</b>	<b>201.245</b>

Fuente: Deloitte/APPA

**TRAYECTORIA BIANUAL DE CONSUMO BRUTO DE ELECTRICIDAD DE ORIGEN RENOVABLE  
(2010-2020) SEGÚN LOS DIFERENTES ESCENARIOS (KTEP)**

Generación	2010	2012	2014	2016	2018	2020
Escenario OBJ	7.024	8.004	9.279	10.561	12.079	13.822
Escenario TEN	6.799	7.422	8.047	8.564	9.079	9.608
Escenario OPT	7.996	9.420	11.098	12.974	14.925	17.307

Fuente: Deloitte/APPA

**III.3 EVOLUCIÓN ESTIMADA DE EERR EN EL CONSUMO FINAL BRUTO DE CALOR/FRÍO EN LOS 3  
ESCENARIOS**

Usos térmicos (Kteps)	2020
Biomasa (vértida en la red y de uso doméstico o descentralizada)	4.700
Solar Térmica	1.298
Otras	115
<b>Total</b>	<b>6.113</b>
<b>% Consumo bruto de calor total</b>	<b>16,3%</b>

Fuente: Deloitte/APPA

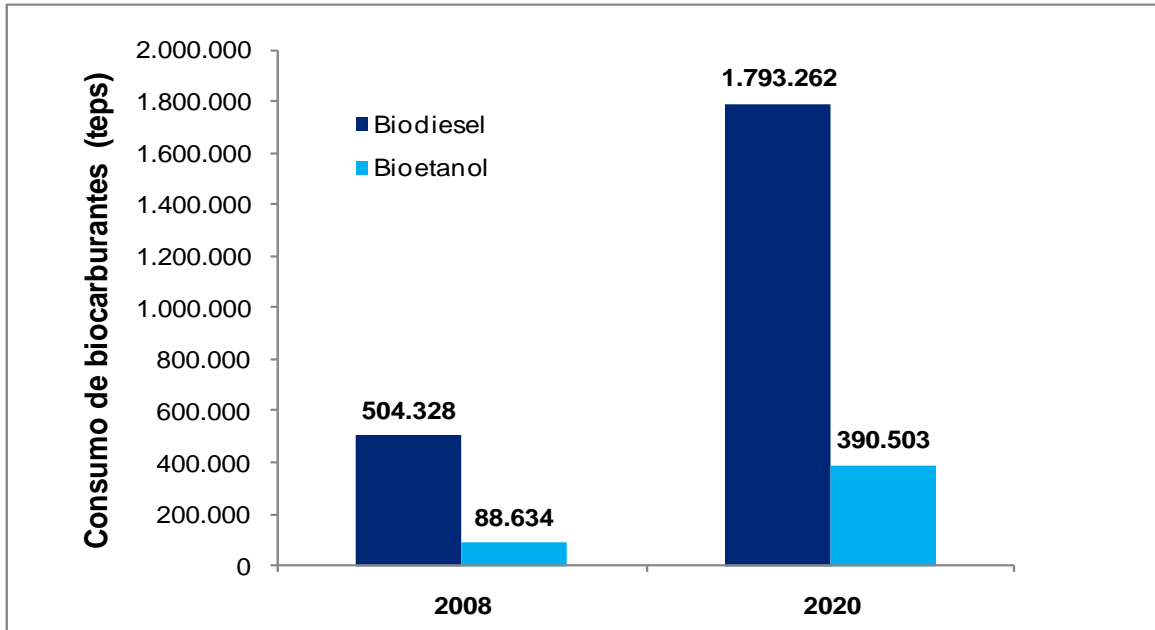
17

**III.4 EVOLUCIÓN ESTIMADA DE LOS BIOCARBURANTES/EERR EN EL TRANSPORTE**

Consumo de biocarburantes	2020		
	OBJ	TEN	OPT
Biocarburantes (kteps)	3.120	2.184	4.056
% respecto al consumo total de carburante para el transporte (contenido energético)	10%	7%	13%

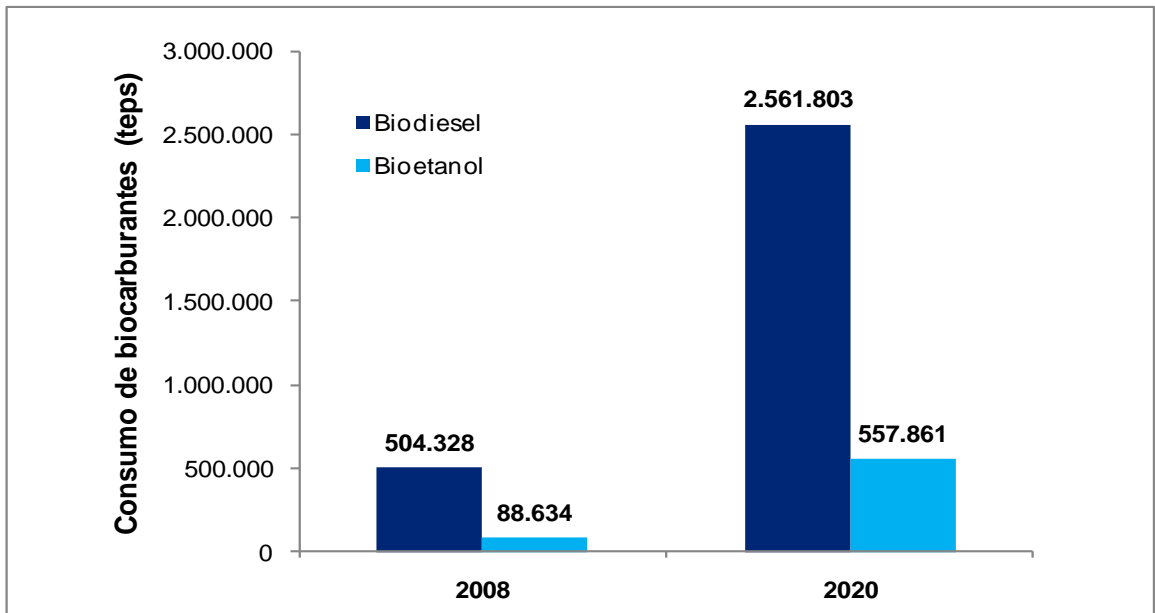
Fuente: Deloitte/APPA

**Consumo de biocarburantes en España (2008 y 2020) – Utilización de un 7% de biocarburantes en el transporte (escenario TEN)**



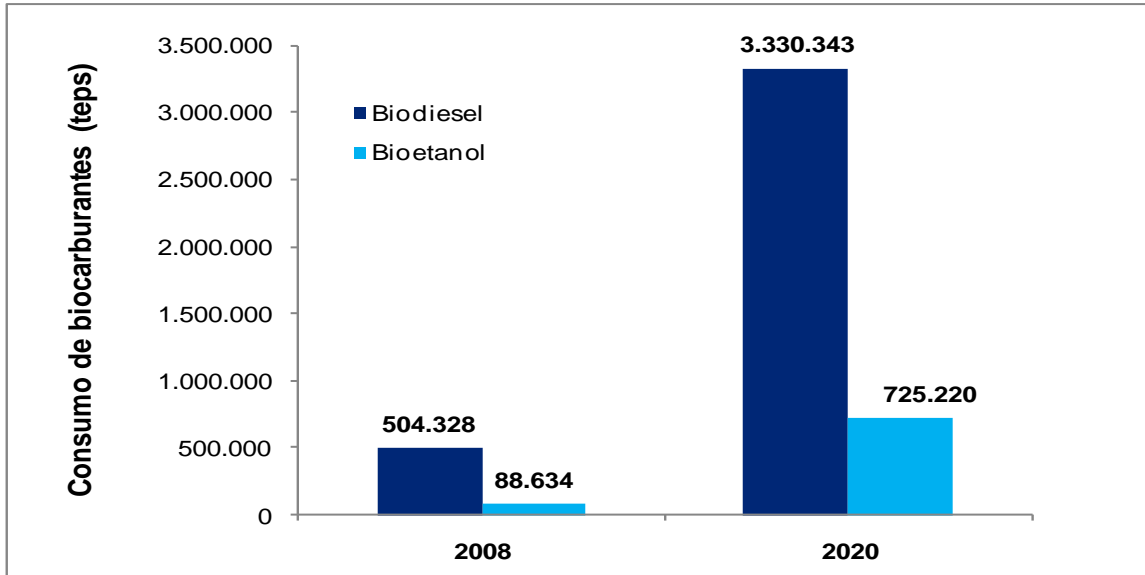
Fuente: Deloitte/APPA

**Consumo de biocarburantes en España (2008 y 2020) – Utilización de un 10% de biocarburantes en el transporte (escenario OBJ)**



Fuente: Deloitte/APPA

**Consumo de biocarburantes en España (2008 y 2020) – Utilización de un 13% de biocarburantes en el transporte**



Fuente: Deloitte/APPA

### III. MEDIDAS PARA ALCANZAR LOS OBJETIVOS:

#### ○ MEDIDAS POLÍTICAS

#### 1. Procedimientos administrativos, reglamentos y códigos<sup>5</sup>

- 1.1 *¿Quiénes son las autoridades competentes para los procedimientos de autorización, certificación y concesión a nivel nacional, regional y local?*

⇒ La institución responsable para la autorización, certificación y concesión a nivel nacional depende del tipo de uso (siendo la generación de electricidad, calor o biocarburantes) así como del tamaño de la planta (y a veces también de su ubicación).

⇒ *En el caso de las plantas de generación de electricidad con energías renovables (EERR)* las competencias las tienen las Comunidades Autónomas (CCAA) que son las que aprueban las instalaciones y autorizan la conexión a la red, aunque las instituciones locales (ayuntamientos) mediante la concesión de las licencias de obras, ambientales y urbanísticas y el Estado (la Administración General del Estado, AGE), con la inscripción de las instalaciones en el registro de pres-asignación también intervienen en el proceso de autorización. Además, el Estado dispone de las competencias para autorizar instalaciones que tienen una capacidad instalada de más de 50 MW, así como para las plantas eólicas marinas y plantas ubicadas en más de una Comunidad Autónoma.

20

Desde la entrada en vigor del Real Decreto-Ley (RDL) 6/2009 la Administración General del Estado (AGE), es quien tiene competencias en cuanto al registro de pre-asignación de retribución para las instalaciones del régimen especial, además tiene la competencia para comprobar que el inversor:

- ha depositado el aval necesario para solicitar el acceso a la red de transporte y distribución cuando dicha exigencia le hubiera sido de aplicación.
- dispone de recursos económicos propios o financiación suficiente para acometer al menos el 50 por ciento de la inversión de la instalación, incluida su línea de evacuación y conexión hasta la red de transporte o distribución.
- ha alcanzado un acuerdo de compra firmado entre el promotor de la instalación y el fabricante o suministrador de equipos correspondiente para la adquisición de equipos, por un importe equivalente al menos del 50 por ciento del valor de la totalidad de los mismos fijados en el proyecto de instalación.
- dispone de un informe favorable de aprovechamiento de aguas otorgado por el órgano competente, cuando sea necesario para el funcionamiento de la instalación proyectada.

<sup>5</sup> Las preguntas seguidamente listadas proceden del modelo oficial de la Comisión Europea (publicado el 16 de julio de 2009) que los Estados miembros tienen que responder en sus Planes de Acción Nacionales en materia de energía renovable (PANER) en virtud de la Directiva 2009/28/CE.

Asimismo, con carácter previo a la solicitud por el interesado de la asignación de potencia para el proyecto de instalación ante el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (registro de pre-asignación), el promotor debe obtener la correspondiente licencia municipal de obras y satisfacer el pago del Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras (ICIO).

Por esto se propone:

- La sustitución de la obtención de licencia municipal de obras por un Informe de Calificación Urbanística, y, por consiguiente,
- La exención en el pago del ICIO asociado, y
- en todo caso, condicionar ambas exigencias a la efectiva ejecución del proyecto, sujeto a plazos administrativos razonables, con la posibilidad de que estos puedan ser paralizados en el caso de retrasos achacables a las administraciones públicas por otros trámites relacionados.

⇒ *En el caso de plantas de EERR para la producción de calor o frío* las competencias las tienen (mayoritariamente) los ayuntamientos y los órganos competentes de las CCAA.

En el caso de la energía Geotérmica existe la Ley de Minas del año 1973 (Ley 22/1973, de 21 de julio, de Minas, modificada por la Ley 54/1980, de 5 de noviembre). Actualmente, la competencia en el desarrollo legislativo y la ejecución de la legislación básica del Estado en materia de Régimen Minero y Energético es de las comunidades autónomas. No obstante, no ha habido una reforma de la Ley de Minas que contemple las modificaciones de competencias entre el Estado y las comunidades autónomas, ni las modificaciones de la normativa en materia ambiental, por lo que se genera una cierta confusión en el desarrollo de estos proyectos. Sí que ha existido acción estatal por parte de IDAE que ha concertado convenios con las administraciones autonómicas para cofinanciar ayudas para las energías renovables y el ahorro y eficiencia energética.

⇒ *En el caso de instalaciones de producción de biocarburantes*, las plantas de producción necesitan, aparte de las licencias ambientales y de obras otorgadas por los ayuntamientos, cumplir los siguientes trámites:

- En caso de que la planta quiera actuar como operador al por mayor de productos petrolíferos, deberá comunicarse el inicio de su actividad al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, adjuntando una declaración responsable que acredite suficiente capacidad técnica así como el cumplimiento de los requisitos que se fijen reglamentariamente.
- Registro industrial en la Comunidad Autónoma como productor de biocarburante.

- *1.2 ¿Cómo se deberían definir y coordinar de la mejor manera posible las competencias?*
  - ⇒ Con la ayuda de una Conferencia Sectorial de las Energías Renovables. Esa Conferencia tendría como función recibir de las distintas instancias públicas y privadas implicadas en la autorización, certificación y concesión, cualquier información y asistencia necesarias para llevar a cabo las comprobaciones y seguimientos sobre la efectividad de esos procedimientos. Igualmente, la Conferencia Sectorial de las Energías Renovables constituiría el foro de comunicación ordinario entre las diferentes Administraciones Públicas (ante todo entre las CCAA y el MITyC) dirigido a asegurar la coherencia de la actuación de las mismas y su coordinación y colaboración en las diferentes materias relacionadas con los procedimientos de autorización, certificación y concesión.
  
- *1.3 ¿Han sido detectados obstáculos o exigencias desproporcionadas en relación con los procedimientos de autorización, certificación y concesión de licencias que se aplican a las instalaciones de producción e infraestructuras de transporte y distribución conexas para la producción de electricidad, calefacción o refrigeración a partir de fuentes de energía renovables, y al proceso de transformación de la biomasa en biocarburantes u otros productos energéticos? En su caso, especifíquense.*
  - ⇒ *En el caso de la producción eléctrica con EERR, las barreras más importantes son (casi todas) los requisitos administrativos y financieros establecidos por el RDL 6/2009 (véase respuesta sobre las autoridades competentes de autorización de instalaciones), así como la gran heterogeneidad, complejidad y lentitud de las normas de autorización en los diferentes niveles de la Administración y en las diferentes Administraciones (sobre todo a nivel de las CCAA). En general muchos de los requisitos para obtener las autorizaciones (necesarias) para una instalación eléctrica con EERR (como la mayoría de las exigencias del RDL 6/2009 o las que se imponen sobre cuestiones paisajísticas) se pueden calificar excesivas y exclusivas que ninguna (otra) instalación de tecnología convencional debe cumplir (por ejemplo un ciclo de gas combinado). En el caso de las centrales minihidráulicas, los trámites administrativos superan los cinco años, existiendo numerosas solicitudes de concesiones hidroeléctricas que se encuentran en trámite desde hace mucho más tiempo, llegando incluso a los 20 años.*
  - ⇒ Otro obstáculo relativo a los procedimientos de autorización, es la compra-venta de licencias ya otorgadas. Para impedir esa especulación de licencias, las autorizaciones administrativas deberían condicionarse a la ejecución y conexión de los proyectos y los posteriores cambios de titularidad de las instalaciones deberían también regularse de manera rigurosa y buscando la profesionalización del sector.
  - ⇒ *En el caso del proceso de transformación de la biomasa en biocarburantes u otros productos energéticos existen los obstáculos derivados de que no exista una ventanilla única a la cual solicitar todos los permisos, invirtiéndose una gran cantidad de tiempo y esfuerzo para obtenerlos todos, lo cual retrasa la ejecución de los proyectos.*

- ⇒ En el caso de las autorizaciones de las instalaciones de conexión por parte de los gestores de la red de transporte y distribución, se han detectado retrasos injustificados por parte de las empresas eléctricas en la tramitación de los proyectos de conexión. Se estiman unos cuatro (4) meses de media en la concesión de la autorización. La mayor parte de las veces estos proyectos son elaborados por las propias compañías eléctricas, dado que en el caso de acudir el promotor a una empresa independiente, normalmente presupuestado a un coste inferior, el retraso es todavía mayor.
- ⇒ En el caso de la Energía Geotérmica, al igual que en casos anteriores, las barreras son, entre otras, la gran heterogeneidad de las normas de autorización a nivel de las CCAA.
- ⇒ Al no existir una reglamentación específica que abarque todas y cada una de las posibilidades que hoy día proporcionan las tecnologías de aprovechamiento del recurso geotérmico y, actualmente, se vienen aplicando normativas de carácter genérico, cuyas exigencias, en muchos casos, resultan excesivas para el tipo de aplicación de que se trata.
- *1.4 ¿Está disponible la información sobre los procedimientos de autorización, certificación y licencias para instalaciones de EERR?*
  - ⇒ En general sí que está disponible la información sobre los procedimientos de autorización, certificación y licencias para instalaciones de EERR en el Boletín Oficial del Estado o los Boletines Oficiales de las CCAA o de las Administraciones Locales, aunque sería preferible una simplificación de las mismas. (Muy) a menudo son los promotores de los proyectos o los instaladores los que se ocupan de conocer la tramitación de los requisitos administrativos para obtener todas las autorizaciones necesarias para una instalación de EERR.
  - ⇒ En el caso de la geotermia de baja entalpía no existe información disponible sobre los procedimientos de autorización, certificación y licencias para instalaciones de EERR. El problema en geotermia de alta entalpía es que hay muchas administraciones competentes.
  - ⇒ Además, proyectos europeos como “PV Legal”, “Wind Barriers” o sitios web como “RES Legal”, tienen como objetivo mejorar la difusión y el acceso a la información sobre los requisitos necesarios para la autorización de instalaciones de EERR en Europa y ayudar a reducir esos requisitos.
  - ⇒ La información en el ámbito municipal, en muchas ocasiones no está disponible o es complejo el acceso a la misma. Además, a ese mismo nivel de Administración, existen problemas por la interpretación *ad hoc* de las normas legales y técnicas, así como escasa información a los administrados.
- *1.5 ¿Deberían tener en cuenta los procedimientos de autorización las características específicas de las diferentes tecnologías relativas a las energías renovables? En caso de respuesta afirmativa, describase de qué manera.*

⇒ Sí. Se deberían considerar esas características específicas de las diferentes tecnologías renovables (sobre todo en lo referente al tamaño de las instalaciones) ya que actualmente el procedimiento administrativo para las autorizaciones, se refiere exclusivamente a la conexión eléctrica de una determinada potencia sin tener en cuenta de qué forma se genera esa potencia.

Existe una dialéctica entre el objetivo de la máxima integración/penetración de potencia de EERR en el mix energético y las dificultades administrativas (y económicas) para poder poner en funcionamiento (y conectar) una instalación de EERR.

- *1.6 ¿Se debería tomar en consideración el potencial de las EERR en la planificación territorial?*

⇒ Los planes hidrológicos, los planes de ordenación y en general las disposiciones de las Comunidades Autónomas y de la Administración local que afecten al territorio, deberían incorporar en sus regulaciones una ponderación adecuada de los beneficios para la colectividad que comportan los aprovechamientos de energías renovables, por lo que no deberían contener prohibiciones genéricas contra el establecimiento de las instalaciones, ni restricciones basadas en motivos exclusivamente estéticos o de valoración de su belleza, salvo que dichas instalaciones hubiesen de afectar a parajes en los que concurrieran unos valores especiales previamente reconocidos en otras disposiciones y dignos de preservación, que los hicieran merecedores de mayor protección.

⇒ Los instrumentos de ordenación urbanística deberían incluir criterios sobre la instalación de equipos y sistemas para la utilización de calefacción, refrigeración y electricidad a partir de fuentes renovables, y para sistemas urbanos de calefacción o refrigeración centralizados, a la hora de planificar, diseñar, construir y renovar zonas industriales o residenciales, o en su defecto, motivar adecuadamente las razones por las que se debería excluir la adopción de dichas soluciones.

- *1.7 ¿Se comunican con antelación los calendarios relativos a la tramitación de las solicitudes?*

⇒ No. La Administración aprueba o deniega la solicitud de conexión/autorización de la instalación que es efectiva desde su comunicación. No suministra un calendario de sus diferentes fases ni se indica cuando va a responder. Por esta razón, se deberían establecer plazos obligatorios aplicando el silencio administrativo positivo (véase respuesta 1.8).

- *1.8 ¿Cuántas fases de procedimiento son necesarias para obtener la autorización/licencia/permiso definitivo? ¿Se debería establecer un modelo de “ventanilla única” (one-stop shop)?*

⇒ Cuando la normativa sectorial imponga la sujeción de una instalación de EERR a diversas autorizaciones, licencias o permisos previos de carácter urbanístico, ambiental o sectorial, incluyendo las concesiones de dominio público hidráulico y de aprovechamientos de recursos geológicos, el interesado debería poder exigir que todos ellos se acumulen y unifiquen en un único procedimiento en que intervengan todas las instancias administrativas competentes. En tal caso, el interesado podrá decidir la instancia administrativa ante la que formular su solicitud de unificación, siendo esta la que se encargue de impulsar el procedimiento y la notificación de su resolución.

⇒ Las CCAA deberían regular los procedimientos unificados según los criterios del apartado anterior, así como el plazo para la notificación de su resolución. En defecto de otro plazo, el aplicable debería ser como máximo de seis meses.

La Administración competente debería elaborar un modelo de solicitud único que incorpore todos los requisitos necesarios para que las instalaciones de EERR puedan desarrollarse y, en su caso, recibir la remuneración correspondiente.

⇒ En todos los procedimientos que tengan por objeto autorizaciones, permisos o licencias sobre instalaciones para el aprovechamiento de energías renovables, la falta de notificación de resolución expresa en el plazo establecido debería tener efectos estimatorios de la solicitud que se hubiese formulado (silencio administrativo positivo).

⇒ En el caso de la mini-hidráulica, contribuiría de manera notable a la agilización de los procedimientos actuales que en la Planificación Hidrológica que quedarán explícitamente indicados los tramos de ríos en los que pueden implantarse aprovechamientos hidroeléctricos, con unas determinadas condiciones, también previamente prefijadas, como caudales mínimos medioambientales, condicionantes de explotación, etc. De esta forma, las solicitudes que cumplan esas condiciones podrían tramitarse con una mayor simplicidad, eliminando la necesidad de determinados pasos.

Asimismo, con el fin de conseguir una mayor agilidad en el procedimiento de otorgamiento de la concesión, sería conveniente que todos los trámites internos de la Confederaciones Hidrográficas (informes de las diferentes áreas) se simplificasen en un único informe conjunto.

En general, debería agilizarse la tramitación de las concesiones para aprovechamientos hidroeléctricos, pero especialmente, para aprovechamientos hidroeléctricos solicitados en las zonas idóneas indicadas en los planes hidrológicos.

Dado el elevado número de vicisitudes que aparecen a lo largo del dilatado periodo de tramitación de los proyectos, sería conveniente establecer que las concesiones de agua otorgadas para generación de electricidad pudieran ser modificadas por la Autoridad que las haya concedido, sin necesidad de iniciar el trámite de competencia en aquellos casos en los que la modificación no produzca un incremento o decremento del caudal máximo ni de la potencia superior al 50% de los valores concedidos y sea compatible con el Plan hidrológico de la cuenca vigente.

- 1.9 ¿Para qué tipo de pequeñas instalaciones se debería establecer un procedimiento administrativo simplificado y menos costoso/laborioso?
  - ⇒ Hasta una capacidad instalada de 100 kW, si es una conexión en baja tensión.
  - ⇒ Hasta 500 kW para la conexión en alta tensión, dado que la incidencia de esa potencia en la red de 20 KV es pequeña.
  - ⇒ Por razón de sus características y tipo de residuos empleados, las plantas de biogás son, en un porcentaje elevado, de potencias inferiores a 500 kW, siendo imprescindible la simplificación solicitada o de lo contrario podrían convertirse en barreras insalvables.
  - ⇒ En relación con la Energía Marina, España es líder mundial en desarrollo tecnológico, albergando en sus costas una buena muestra de prototipos a escala pre-industrial. En este sentido, se debería crear un parque tecnológico de investigación donde poder probar los prototipos sin tener que probar un “prototipo” como si de una planta se tratara, teniendo que conseguir todos los permisos administrativos y ambientales, etc., ello permitiría un desarrollo mucho más ágil de esta tecnología en nuestro país.

## 2. Medidas para edificios

26

- 2.1 ¿Qué (tipo de) medidas se deberían incluir/introducir en los códigos (técnicos) de construcción/edificación para asegurar que la participación/cuota de energías renovables aplicables a la construcción/edificación aumentará?
  - ⇒ En primer lugar, establecer estas medidas de apoyo en un plan nacional gubernamental, que deberá estar listo a mediados de 2011. Ese Plan debe incluir las medidas de apoyo para la consecución de los objetivos marcados, incluyendo incentivos fiscales e instrumentos financieros.
  - ⇒ Promulgar un nuevo Código Técnico de la Edificación (CTE), no más allá del año 2016, de cumplimiento obligatorio, que establezca que toda la nueva edificación y hasta el 20% de la existente, deberá producir la energía que consume con energías renovables e impulsar los sistemas centralizados de calefacción y refrigeración.
  - ⇒ En el actual CTE ya existen varias obligaciones, por ejemplo: la generación de Agua Caliente Sanitaria mediante aporte solar térmico (entre el 30-70 % de la demanda energética local), la utilización de paneles fotovoltaicos, limitación de la demanda energética para climatización, etc. También el Reglamento de Instalaciones Térmicas en Edificios (RITE) juega un papel fundamental, estableciendo limitaciones en el rendimiento energético de las instalaciones de climatización. Sin embargo, en el terreno de la construcción existe un problema de solapamiento de normativas (Construcción-Climatización-Electricidad → CTE-RITE-REBT, etc.), es decir, no existe una normativa común orientada al aprovechamiento de fuentes renovables. Además existen dificultades por parte de las Comunidades Autónomas de controlar/verificar el

cumplimiento de las obligaciones mencionadas. Los mecanismos de control existentes en de la construcción de las instalaciones solar térmicas no garantizan la realización física de la instalación requerida, puesto que solamente se verifica a nivel de documentación pero no garantiza los requisitos técnicos ni las dimensiones de la instalación establecidos en el CTE. Tampoco se verifica si la respectiva planta solar térmica se realiza de acuerdo con el diseño del proyecto, ni se controla el correcto funcionamiento de la instalación, ni al principio ni en ningún otro momento durante su operación.

En la práctica existen tres razones principales por las que no se respeta el CTE:

- Las empresas constructoras presionan y los instaladores se ven presionados por el aumento de costes, para reducirlos se ven obligados a implantar sistemas de baja calidad, o efectuar dimensionamientos insuficientes e incluso optar por la no instalación.
- Falta de competencia/experiencia de los profesionales involucrados en el proyecto, lo cual se traduce un funcionamiento incorrecto o un dimensionamiento insuficiente de la instalación solar térmica.
- Falta de información para el usuario final que no es capaz de reconocer si su sistema solar térmico está trabajando correctamente.

27

- ⇒ El cumplimiento del CTE debería ser de carácter obligatorio para todos los edificios públicos en 2015. Al mismo tiempo, se deberían introducir, lo antes posible, mecanismos de control/inspección eficientes por parte de los órganos locales/regionales así como prever un régimen sancionador en caso de no cumplir esas obligaciones.
- ⇒ Además, es imprescindible que la geotérmica de baja entalpía esté contemplada explícitamente tanto en el Código Técnico de la Edificación (hoy está implícita) como en el CALENER (programa de certificación energética de edificios) donde no aparece incluida.
- ⇒ Deberían también preverse tipos de IVA reducidos para los servicios y productos vinculados a las energías renovables y la eficiencia energética.
- ⇒ Además, deberían aplicarse otras medidas fiscales, tales como:
  - Discriminación favorable del impuesto de inmuebles (IBI) para edificios que utilicen energías renovables y sistemas centralizados.
  - no eliminar de una sola vez las bonificaciones a las instalaciones obligadas a cumplir el nuevo CTE sino a través de deducciones periodificadas.
  - aplicar el impuesto de construcciones, instalaciones y obras solamente sobre la obra civil (con la finalidad de que la utilización de energías renovables sea un incentivo y no una medida recaudatoria sin más).

- el nuevo CTE, debería contemplar criterios graduales de implantación de renovables para incentivar su aplicación.
- efecto fiscal positivo para la certificación energética de edificios.

⇒ A nivel de la UE:

- Establecimiento de un fondo de eficiencia energética y energías renovables a cargo de las contribuciones del presupuesto comunitario, del Banco Europeo de Inversiones y de los Estados Miembro para inversiones en eficiencia energética y las energías renovables en los edificios.
- Apoyar la Iniciativa Europea sobre Edificación, que tiene dentro de sus objetivos de renovar todos los edificios existentes aplicando estándares de casas pasivas.<sup>6</sup>
- Apoyar la iniciativa de Ciudades Inteligentes en Europa que permita desarrollar en áreas urbanas medidas ambiciosas de eficiencia energética, renovables y de transporte.<sup>7</sup>
- *2.2 ¿Cómo se debería implantar una obligación relativa a niveles mínimos de EERR en edificios de nueva construcción o en obras de renovación para garantizar de la mejor manera la integración de EERR en los edificios?*

28

⇒ Véase respuesta sobre medidas en el CTE.

Para resolver el dilema usuario-inversor se debería permitir (en el futuro) el prorrateo de inversiones en EERR en el precio del alquiler bruto y/o repercutir el valor del calor producido con EERR a los gastos de explotación. Además, se debería limitar la aplicación de los costes de calefacción al alquiler en el caso de edificios en mal estado energético. También se debería conceder al inquilino el derecho a reducir el alquiler.

- *2.3 ¿Cuáles son las previsiones de incremento del uso de la energía procedente de Fuentes renovables en los edificios hasta el año 2020?*
- ⇒ Debería venir establecido y condicionado por el nuevo Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020. Que debería enmarcarse en el Proyecto de Ley de Energías Renovables

---

<sup>6</sup>Véase [www.e2b-ei.eu](http://www.e2b-ei.eu) y [http://www.e2bei.eu/documents/36D928v1\\_E2BA\\_Brochure.pdf](http://www.e2bei.eu/documents/36D928v1_E2BA_Brochure.pdf)

<sup>7</sup> La iniciativa de Ciudades Inteligentes en Europa (European Initiative on Smart Cities) fue tomada en septiembre de 2009 con el objetivo de implementar en 25 ciudades europeas de más de 500.000 habitantes y en 5 ciudades europeas con más de 1 millón de habitantes, medidas muy ambiciosas en las áreas de EERR, redes energéticas y transporte. Eso incluye entre otras unos 10-20 programas que tienen como objetivo de cubrir (hasta el 2020) al menos el 50% de la demanda de calor y frío en el sector de la edificación con EERR, establecer redes, medidores y edificios inteligentes y alimentar el 100% del transporte público con carburantes alternativos o limpios.

Véase <http://setis.ec.europa.eu/initiatives/technology-roadmap/european-initiative-on-smart-cities>.

y Eficiencia Energética que está siendo elaborado por diversos equipos interministeriales.

- *2.4 ¿Qué medidas deberían establecerse para garantizar que los edificios públicos desempeñan una función ejemplarizante a partir de 2012?*

- ⇒ Establecer obligatoriedad de instalación de sistemas de energías renovables en los sistemas de calefacción y refrigeración (climatización), calentamiento del agua sanitaria e iluminación de los edificios públicos. Asimismo, confeccionar programas nacionales, regionales o locales de apoyo a las medidas de fomento de esos edificios como, por ejemplo, incentivos fiscales, instrumentos financieros o reducciones del IVA.
- ⇒ Recientemente la Administración General del Estado (AGE) ha anunciado la elección de 330 edificios públicos para la aplicación del Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética. La propia AGE y el resto de administraciones públicas deberían reforzar o poner en marcha programas de este tipo.<sup>8</sup>
- ⇒ Véase la parte respectiva de la Directiva de EERR (Art. 13 (5)).

### **3. Medidas relativas a la información**

29

- *3.1 ¿Cómo debería orientarse la información específica que los representantes de la Administración Pública, deben proporcionar a los diferentes destinatarios (consumidores finales, constructores, gestores inmobiliarios, agentes de la propiedad, instaladores, arquitectos, agricultores, proveedores de equipos, etc.) que usan fuentes de energía renovables?*

- ⇒ Se debería orientar a usuarios y técnicos a través de una serie de actividades como, jornadas técnicas de difusión, programas y campañas de asesoramiento, seminarios y conferencias informativas sobre los beneficios de las energías limpias, informar sobre el uso racional de la energía y productos que mejoran la eficiencia energética (haciendo especial hincapié en los ahorros económicos y/o fiscales que esas tecnologías/medidas llevan consigo), etc. De este modo, habría un conocimiento más cercano de las nuevas tecnologías relacionadas con renovables, y se avanzaría en la promoción de este tipo de fuentes y en la eficiencia energética.
- ⇒ Las AAPP deberían elaborar manuales o guías de buenas prácticas, sobre criterios de ahorro y eficiencia energética, aplicación de energías renovables y sostenibilidad con carácter general

---

<sup>8</sup> Véase: Resolución de 14 de enero de 2010, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se publica el Acuerdo de Consejo de Ministros del 11 de diciembre de 2009, por el que se aprueba el plan de activación de la eficiencia energética en los edificios de la Administración General del Estado (BOE núm. 22, de 26/01/2010).

- ⇒ Promoviendo premios de reconocimiento a las buenas prácticas y concursos de ideas, con diferentes tipos de recompensas, desde las meramente testimoniales a las económicas.
  - ⇒ En cuanto a información a los consumidores, se debería hacer una apuesta decidida contra la publicidad engañosa de las distribuidoras que regalan kilovatios y al mismo tiempo piden la subida de recibo de la luz.
  - ⇒ Esta información deberá indicar los precios reales y costes reales del sistema, incluidas las importaciones energéticas y los costes ambientales y del CO<sub>2</sub>, así como, de forma pedagógica, incidir en la necesidad del ahorro y uso racional de la energía que deben tener todos los consumidores finales.
  - ⇒ Formación para los técnicos municipales en materia de energías renovables.
  - ⇒ Creación de una base de datos on-line donde, técnicos, responsables políticos, ciudadanos, promotores y profesionales, puedan acceder a cualquier información relativa a las condiciones necesarias para llevar a cabo una instalación con energías renovables en el ámbito municipal.
- *3.2 ¿Cómo se debería garantizar que para el 2012 estén disponibles regímenes de certificación o de cualificación equivalentes para los instaladores de calderas y estufas de biomasa, sistemas solares térmicos y fotovoltaicos, sistemas geotérmicos superficiales y bombas de calor a pequeña escala?*
- ⇒ Mediante la obligatoriedad de certificados de profesionalidad con los correspondientes contenidos de formación profesional ocupacional, delimitando el marco al que deben ajustarse los certificados de los instaladores en función de sus características formales y materiales, así como su naturaleza esencial, su significado, su alcance y validez territorial.
  - ⇒ Para bombas de calor, ya existe un sistema de certificación y cualificación (EUCERT) gestionado por la Asociación Europea de Bombas de Calor (EHPA) que cumple con todos los requisitos del artículo 14 de la Directiva Europea de EERR (2009/28/CE). Los técnicos/especialistas deben superar un curso de cualificación de 40 horas con un examen final incluido. Además, deben acreditar que han desarrollado una instalación concreta y están sometidos a un control de calidad continuo. Sin embargo EUCERT debería contar con mayor apoyo político –mediante información para los instaladores y para los consumidores– y financiero.
- *3.3 ¿De qué forma se dan directrices a los urbanistas y arquitectos para ayudarles a tener criterios adecuados sobre la óptima combinación de la implantación de fuentes de EERR, tecnologías de alto rendimiento, calefacción y refrigeración urbanas a la hora de planificar, diseñar, construir y renovar zonas industriales o residenciales?*

- ⇒ Es importante que exista una orientación y formación adecuada a arquitectos y urbanistas mediante la planificación y aplicación de normas de construcción y formación académica. Esa orientación y formación reforzará la mejora de la eficiencia energética y permitirá la optimización de los usos energéticos procedentes de fuentes renovables. en la implantación de de sistemas urbanos de calefacción y refrigeración en la planificación, diseño, construcción y renovación en zonas industriales o residenciales.
- *3.4 ¿Cuál debería ser la función de los agentes regionales y locales en el diseño y la gestión de programas de información, sensibilización y formación para los ciudadanos sobre las ventajas y detalles prácticos del desarrollo y uso de las EERR?*
- ⇒ Los agentes regionales y locales deberían emprender numerosas actuaciones en esta materia, organizando programas de asesoramiento y formación y cursos de reciclaje profesional sobre diversas cuestiones energéticas. Entre estas actividades destacar cursos de formación, jornadas y seminarios de carácter innovador y de actualidad, dirigidos a implantar técnicas alternativas de utilización de la energía que traten temas como la cogeneración, el medio ambiente, las energías renovables, el uso eficaz de la energía en el hogar, la optimización y tarifación eléctrica, certificación energética en edificios, etc.
- ⇒ Las autoridades locales y regionales deberían ser consultadas con el fin de crear una metodología armonizada para el cálculo de los requisitos mínimos.
- ⇒ Para la aceptación y el reconocimiento del potencial de las EERR es muy importante la participación de las empresas regionales que desarrollan instalaciones con renovables. (tanto los fabricantes como los promotores). Si los ciudadanos de una región conocieran las empresas y sus puestos de trabajo que generan se identificarían más fácilmente con el crecimiento de EERR basado en instalaciones construidas a nivel regional. Normalmente, los proveedores que solamente suministran una parte de los componentes, a menudo, no son conocidos como empresas de EERR. La organización de Días de la industria o jornadas de puertas abiertas dirigidas a ciudadanos y responsables de la Administración Local podrían mejorar el flujo de información.

#### **4. Medidas relativas a la certificación de los instaladores**

- *4.1 ¿Órgano(s) responsable(s) de la creación y autorización de los sistemas de certificación/cualificación antes de 2012 para instaladores de calderas y estufas de biomasa, sistemas solares, térmicos y fotovoltaicos, sistemas geotérmicos superficiales y bombas de calor?*
- ⇒ Los sistemas geotérmicos superficiales, con bomba de calor, calderas y estufas de biomasa y sistemas solar térmicos, son instalaciones térmicas en edificios y por lo tanto sujetas al Reglamento de Instalaciones Térmicas en Edificios –RITE-.

En dicho reglamento se establecen, además de las condiciones técnicas y de seguridad de las instalaciones, los requisitos de cualificación profesional y certificación de las empresas que ejecutan dichas instalaciones, existiendo un carné de instalador (el de instalaciones térmicas en edificios) y un certificado de empresa instaladora conforme está debidamente registrada.

Las competencias en esta materia están transferidas a las CCAA, siendo estas las que establecen los procedimientos para la obtención de dichas certificaciones.

- *4.2 ¿Existen ya dichos sistemas de certificación/cualificación? Si así fuese, describanse.*
  - ⇒ Todavía no. Las empresas instaladoras deberían ser cualificadas (con un sistema de certificación adecuado que evite distorsiones del mercado y garantice al consumidor productos y servicios de calidad).
  
- *4.3 ¿Existe información públicamente accesible sobre dichos sistemas? ¿Se publican listas de instaladores certificados o cualificados? En caso afirmativo, ¿dónde? ¿Se han aceptado otros sistemas como equivalentes al sistema nacional/regional?*
  - ⇒ Las instalaciones de biomasa, solar térmica, bombas de calor, etc. y en general cualquier instalación térmica no industrial, están supeditadas a nivel nacional por el Reglamento de Instalaciones Térmicas en Edificios (RITE). Del RITE se obtienen las siguientes directrices:
    - ⇒ (Art.24) Para la puesta en servicio de instalaciones térmicas, tanto de nueva planta como de reforma de las existentes, con una potencia >5kW, será necesario el registro del certificado de la instalación en el órgano competente de la Comunidad.
    - ⇒ (Art.35) Para el ejercicio de esta actividad, las empresas instaladoras deben, además de haber sido autorizadas para ello, encontrarse inscritas en el Registro de empresas instaladoras autorizadas, en el órgano competente de la Comunidad Autónoma donde radique su sede social.
    - ⇒ (Art.38) Cualquier empresa del ámbito de la Unión Europea que cumpla los requisitos establecidos en el artículo 37, podrá solicitar, ante el órgano competente de la Comunidad Autónoma donde desee realizar su actividad, su inscripción en el Registro de empresas instaladoras autorizadas de instalaciones técnicas en edificios o en el Registro de empresas autorizadas para el mantenimiento de instalaciones térmicas en los edificios.
    - ⇒ (Art.41) Carné profesional en instalaciones térmicas de edificios. 1. El carné profesional en instalaciones térmicas de edificios es el documento mediante el cual la Administración reconoce a su titular la capacidad para desempeñar las actividades de instalación y mantenimiento de las instalaciones térmicas en edificios. 2. Este carné profesional no capacita, por sí solo, sino que para la realización de dicha actividad, esta debe ser ejercida en el seno de una empresa instaladora o de mantenimiento de instalaciones térmicas. 3. El carné profesional se concederá, con carácter individual, a todas las personas que cumplan los requisitos que se señalan en el artículo 42 y será

expedido por el órgano competente de la Comunidad Autónoma. 5. El carné profesional tendrá validez en toda España, según lo establecido en el artículo 13.3 de la Ley 21/1992, de 16 de julio, de Industria.

- ⇒ (Art.42). Requisitos para la obtención del carné profesional. 1. Para obtener el carné profesional de instalaciones térmicas en edificios, las personas físicas deben acreditar, ante la Comunidad Autónoma donde radique el interesado, las siguientes condiciones:  
b.1 Se entenderá que poseen dichos conocimientos las personas que acrediten estar en posesión del título de Técnico Superior en Mantenimiento y Montaje de Instalaciones de Edificio y Proceso o del título de Técnico en Montaje y Mantenimiento de Instalaciones de Frío, Climatización y Producción de Calor, correspondientes a la Formación Profesional de Grado Superior y Medio, respectivamente.
- ⇒ En cuanto a instalaciones fotovoltaicas, bombas de calor, etc. que utilicen la electricidad como fuente energética principal, el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión –REBT– en su Instrucción Técnica Complementaria nº3, se explica que, al igual que en el RITE, son las Comunidades Autónomas las encargadas de expedir el certificado de cualificación para obtener la licencia de instalador oficial.

## 5. Medidas para el desarrollo de la infraestructura eléctrica

- 5.1 *¿De qué forma se garantiza que las redes de transporte y distribución de electricidad se construyen con el objeto de incorporar la cantidad de electricidad que se pretende producir a partir de fuentes de energía renovables, al tiempo que se mantiene la seguridad del funcionamiento del sistema eléctrico nacional? ¿De qué manera se incluye este requisito en la planificación periódica que realizan los operadores de las redes de transporte y la distribución?*
- ⇒ Las infraestructuras anteriormente mencionadas, deberían preverse en los instrumentos de planificación de los sectores de hidrocarburos, gas y electricidad a que se refiere el artículo 4 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y el artículo 4 de la Ley 54/1997, de 26 de noviembre, reguladora del Sector Eléctrico, así como en los planes de inversión y desarrollo de las instalaciones de distribución.
- 5.2 *¿Cómo se garantiza el desarrollo de redes inteligentes<sup>9</sup> y de instalaciones de almacenamiento?*

---

<sup>9</sup> Una **red inteligente** es una red de electricidad que conecta fuentes de energías renovables descentralizadas y de cogeneración distribuyendo la energía de una manera altamente eficiente. Utilizan recursos energéticos distribuidos y avanzadas tecnologías de comunicación, control y gestión de la red (como los contadores inteligentes de luz que indican uso y costes en tiempo real y pueden responder a la comunicación remota y a los precios dinámicos de la electricidad) para suministrar electricidad de una manera más eficiente en materia de costes, con menos incidencia de los gases de efecto invernadero (GEI) y en respuesta a las necesidades de los consumidores. En general, se combinan formas más pequeñas de generación de electricidad con la gestión energética para equilibrar la carga de todos los usuarios del sistema. Los pequeños generadores de energía renovable pueden situarse más cerca de los usuarios en lugar de tener una fuente centralizada de gran volumen y a una considerable distancia.

- ⇒ Para acelerar los procedimientos de autorización de las infraestructuras de red asociadas a instalaciones de aprovechamiento de EERR, debería aplicarse a dichas infraestructuras lo previsto para las infraestructuras energéticas en las disposiciones adicionales segunda, tercera y duodécima de la Ley 13/2003, de 23 de mayo, reguladora del contrato de concesión de obras públicas.
- ⇒ Además se deberían incluir en el PANER 2011-2020 las oportunas especificaciones relativas a las instalaciones de almacenamiento, transporte y distribución de energía (y combustibles) con renovables, que resulten coherentes con la previsión de la demanda de energía y que permitan atender esa demanda mediante instalaciones que utilicen energías renovables, teniendo en cuenta el emplazamiento de las instalaciones de producción o fabricación de esta naturaleza. Véase también la “Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016 – Desarrollo de las redes y transporte” del MITyC.
- ⇒ En este sentido, es fundamental la definición de un plan de acción para el despliegue de las redes inteligentes, que incluya un análisis para su aplicación y de las inversiones necesarias, tanto por las AAPP como por los operadores privados, fijando un calendario de sincronización de las mismas al objeto de procurar la máxima eficacia.

Una contribución a gran escala de las renovables requiere mejoras de infraestructura de la red de transporte, tanto en el sistema eléctrico nacional como en las interconexiones transfronterizas, para poder equilibrar la generación y la demanda de energía en cada región y transmitir la energía renovable generada por instalaciones en alta mar y centrales solares de gran tamaño (creando así una llamada superred<sup>10</sup>). A su vez, un

---

<sup>10</sup> Una **Superred** es la interconexión de gran tamaño entre países, basada generalmente en tecnología HVDC (de Alta Tensión en Corriente Continua), o entre áreas con gran demanda y gran oferta. Un ejemplo es la interconexión de todas las centrales eléctricas renovables de gran tamaño del Mar del Norte o una conexión entre el sur de Europa y África donde puede exportarse energía a ciudades más grandes desde puntos con grandes recursos locales disponibles. La superred es un concepto que ayuda a garantizar la seguridad de suministro en todo momento. En un sentido amplio, el concepto implica microrredes distribuyendo electricidad, en función de la demanda local, a redes inteligentes equilibrando la demanda en una región, y superredes operando para transportar grandes cargas energéticas entre zonas. Los tres tipos de sistemas se complementan e interconectan entre sí.

En un nuevo informe de Greenpeace sobre redes inteligentes (ver <http://www.greenpeace.org/raw/content/espana/reports/100204.pdf>) elaborado por Energynautics, una compañía de investigación líder en el campo de la integración de la red, se propone una superred que estaría diseñada de manera que la interrupción de una conexión terrestre (superred terrestre) o la pérdida en un parque eólico de 5.000 MW (superred marina parcialmente desactivada) pueda compensarse por las otras interconexiones de la superred (N-1). Esto significa que en una situación tal no se interrumpiría la distribución eléctrica. Además de la seguridad (N-1), la superred seguiría funcionando durante un evento climatológico extremo -donde se produjera una disminución importante de energía solar y eólica- que ocurre en muy raras ocasiones. Una situación con un evento extremo y una interrupción de una interconexión es algo muy improbable. Los escenarios previstos en el informe de Greenpeace conducen a una propuesta de refuerzo de las interconexiones de redes europeas existentes (HVAC) y a la creación de una superred de HDVC que transportaría la electricidad directamente desde la fuente hasta los centros de población, sin tener que transportarse por las redes existentes. Las

sistema de generación más distribuida con instalaciones de energía renovable grandes y a pequeña escala, requiere un diseño y una operación del sistema de distribución y transporte más inteligentes.<sup>11</sup>

Para un buen funcionamiento de las redes inteligentes se necesitan **microrredes** en la red de distribución. De manera general, el término microrred se refiere a la infraestructura de monitorización y control de IT en el nivel de distribución. Cada nivel de distribución representará una única microrred permitiendo funciones seleccionadas basadas en los recursos o las tecnologías disponibles en la red de distribución. Las tareas claves de las microrredes en un sistema de redes inteligentes son:

- Permitir una participación informada de los clientes encaminada a apoyar la gestión de la demanda;
- Supervisar y controlar todas las opciones de generación y de almacenamiento en la red de distribución;
- Permitir nuevos productos y servicios como la gestión de la demanda y las centrales eléctricas virtuales;
- Tratar localmente las perturbaciones en el sistema energético, por ejemplo, mediante la prevención automática o la prevención de fallos en el sistema energético o mediante la restauración automática en caso de un arranque en negro.<sup>12</sup>

35

Una aplicación de las redes inteligentes son las **centrales eléctricas virtuales** (CEV) enfocadas principalmente a la planificación diaria y apoyo al balance. Una central eléctrica virtual interconecta diferentes centrales eléctricas reales (de diversa naturaleza: solar, eólica e hidráulica) así como dispositivos de almacenamiento distribuidos en el sistema eléctrico mediante tecnologías de la información. Estas CEV pueden diseñarse/operarse para que cumplan siempre con un programa determinado. Desde la perspectiva del sistema eléctrico total, una CEV es similar a una central eléctrica convencional y simplificaría la programación diaria. La variabilidad de algunas

---

interconexiones que deben reforzarse son las existentes entre España y Francia, Italia y Francia, Rumania y Polonia, Suecia y Polonia, e Irlanda y Gran Bretaña. La superred es una red HVDC situada en Centroeuropa con conexiones a fuentes en el norte de África y Escandinavia. Los costes totales del refuerzo de las interconexiones se estiman en unos 3.000 millones de euros (+/-10%). Los costes totales de las conexiones HVDC nuevas o reforzadas son de unos 15.900 millones de € (+/- 10%).

<sup>11</sup> Las propuestas acerca de redel inteligentes (incluyendo superredes, microrredes, centrales eléctricas virtuales, la gestión de la demanda así como tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica) se basan en un nuevo informe de Greenpeace sobre redes inteligentes, véase : <http://www.greenpeace.org/raw/content/espana/reports/100204.pdf>

<sup>12</sup> Arranque en Negro (o Black Start): Capacidad que tiene una unidad generadora para arrancar sin alimentación exterior del sistema en un tiempo inferior a un máximo establecido, generando de forma estable.

tecnologías renovables se tendría en cuenta en la CEV y no sería necesario que tuviera en cuenta en la planificación diaria del sistema eléctrico.<sup>13</sup>

Otro requisito crucial dentro del concepto de redes inteligentes es la **gestión de la demanda**.

Gestión de la demanda (GDE) significa la toma de control activo de la demanda por la industria eléctrica, incluidos los clientes, para influir en la cantidad y la temporización del uso de electricidad. Puede realizarse por clientes de la industria o residenciales, pero generalmente implica el uso de tecnologías de la información avanzadas para poder comunicar los cambios de carga a los responsables del control de la red con el fin de regular la demanda y también el suministro.

Unos ejemplos de la GDE son el uso de cámaras frigoríficas<sup>14</sup> o plantas de cogeneración conectadas a sistemas de calefacción centralizada. Esas plantas de cogeneración, aparte de la producción de electricidad y calor, van equipadas con un depósito de almacenamiento de agua caliente que puede suministrar el calor demandado en el sistema de calefacción centralizada sin necesidad de apoyo de la central CHP y también van equipados con calderas, convirtiendo así la electricidad suministrada por la central CHP en calor que puede almacenarse y distribuirse a través de la infraestructura existente de los sistemas de calefacción centralizada.<sup>15</sup>

36

El Gobierno debe promover un marco adecuado para apoyar e intensificar la gestión de la demanda:

- Los proyectos piloto regionales deben promover una mayor optimización y demostración de la tecnología de redes inteligentes, centrales virtuales y de gestión de la demanda altamente desarrollada.
- Los sectores del transporte (por ejemplo, los vehículos eléctricos) deben integrarse cada vez más en las estrategias de suministro energético nacionales y regionales.

<sup>13</sup> Un ejemplo real de una CEV es la central eléctrica combinada de energía renovable que fue desarrollada por tres empresas alemanas y está operativa en ese país (ver <http://www.kombikraftwerk.de/index.php?id=27>). La CEV interconecta y controla once parques eólicos, veinte centrales solares, cuatro centrales de cogeneración con biomasa, más una unidad de almacenamiento por bombeo, todas ellas distribuidas por Alemania. La CEV combina así las ventajas de diferentes fuentes de energía renovables. Los aerogeneradores y los módulos solares ayudan a generar electricidad en función de la cantidad de viento y de sol disponibles. Las unidades de biogás y de almacenamiento por bombeo se utilizan para compensar esa posible diferencia: se convierten en electricidad según necesidades para poder equilibrar las fluctuaciones a corto plazo, o se almacenan temporalmente (ver [http://www.solarserver.de/solarmagazin/anlagejanuar2008\\_e.html](http://www.solarserver.de/solarmagazin/anlagejanuar2008_e.html)). Juntas garantizan suficiente suministro de electricidad para cubrir la demanda.

<sup>14</sup> El proyecto de investigación de la Unión Europea (UE) Night Wind, ha estudiado las posibilidades de uso de cámaras frigoríficas para gestionar la demanda, para regular las diferencias en la generación eólica (ver <http://www.nightwind.eu/>).

<sup>15</sup> Esas plantas de cogeneración combinadas con sistemas de calefacción centralizada y/o calderas ya están operativas en muchas ciudades de Dinamarca (ver el nuevo estudio de Greenpeace “Renovables 24/7”).

- Deben establecerse normas estandarizadas de comunicación para redes inteligentes.

Dentro del concepto de redes inteligentes juegan también un papel fundamental **las tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica**. Una de ellas es el concepto basado en el **coche eléctrico**. Son vehículos eléctricos equipados con baterías que pueden utilizarse para dotar de una mayor flexibilidad al sistema eléctrico, es decir, pueden cargarse cuando hay de exceso de generación procedente de fuentes renovables y descargarse para inyectar electricidad en la red en momentos pico de demanda o como servicios complementarios del sistema eléctrico mientras están estacionados.

Además se debería evaluar las posibilidades de aumentar el almacenamiento por bombeo.<sup>16</sup>

Los sistemas de almacenamiento energético mediante bombeo -sobre los que aún se realizarán importantes avances tecnológicos que mejorarán su eficiencia y capacidad- son un elemento fundamental en aquellos territorios donde las condiciones orográficas lo permiten.

37

El proyecto “El Hierro 100% renovable”, actualmente en fase de ejecución, que tiene por objetivo alcanzar el autoabastecimiento energético de la Isla a través de esta tecnología de almacenamiento, puede ser un ejemplo de interés para otras regiones.

Para incentivar la integración de las EERR teniendo en cuenta la gestión de la demanda, se deben fomentar con mayor decisión unidades de producción flexibles y combinadas (instalaciones híbridas) así como las tecnologías de almacenamiento.

También debería considerarse el uso de líneas subterráneas para las redes de transporte, se debería establecer un mecanismo para prorratear los costes de su uso.

Las líneas subterráneas, tienen una aceptación claramente superior al de las líneas eléctricas aéreas. Podemos ver multitud de recursos en contra del trazado de líneas eléctricas aéreas en los procedimientos de autorización.

- ⇒ Mediante una transposición rápida y fiel de la Directiva de EERR (2009/28/CE) y de su art. 16.

---

<sup>16</sup> El almacenamiento por bombeo es, hoy en día, la forma más económica de almacenar grandes cantidades de energía eléctrica en una base operativa. Aunque los costes y una geografía apropiada son factores decisivos a la hora de construir una nueva infraestructura. Teniendo en cuenta las pérdidas por evaporación de la superficie del agua expuesta y las pérdidas de conversión, puede recuperarse aproximadamente entre el 70% y el 85% de la energía eléctrica utilizada para bombear el agua hasta el depósito elevado cuando se libera (ver el nuevo estudio de Greenpeace “Renovables 24/7”).

- 5.3 ¿Cómo se debería reforzar la capacidad de interconexión con los países vecinos?

⇒ España tiene una capacidad de conexión con Portugal de 1700 MW y con Francia de 1400 MW. La cumbre de la UE celebrada en Barcelona en 2002 fijó la cifra mínima de interconexión entre países vecinos en el 10% de la capacidad de producción del país para 2010.

Hoy en día las cifras de la interconexión son de un 2% con Portugal y de 1,8% con Francia muy lejos del 10% del objetivo de cumbre de Barcelona para 2010.

En estos momentos está en proyecto una nueva línea de transporte (440 kV) entre Bescansó en el Pirineo Catalán y Baixas (Francia). Tras su construcción la capacidad de interconexión entre España y Francia se duplicará de 1.400 MW a 2.800 MW (aunque continuaría siendo insuficiente tomando en consideración los niveles mínimos de interconexión del 10% de la capacidad instalada fijado en la cumbre de UE en Barcelona en 2002). Su puesta en servicio se estima para 2014.

Se necesitaría otra nueva línea por el Pirineo central. Parece que se ha acordado ya su construcción entre Francia y España, aunque en el mejor de los casos no entraría en servicio antes de 2020.

En todo caso, el acceso a la capacidad de intercambio disponible en un determinado momento debería ser totalmente transparente y la transferencia de energía procedente de fuentes renovables debería tener preferencia siempre, en ambos sentidos.

38

Además, la Unión Europea debería poder intervenir –ya sea vía legislación sobre el mercado interior de la energía o similar, o vía financiera—cuando los países no toman las medidas nacionales, regionales (públicas o privadas) para promover las interconexiones. Habría que buscar los mecanismos que el Tratado de la UE y legislación derivada ofrecen para forzar a los países con posibilidades de interconexión a ser proactivos en la búsqueda de soluciones para cubrir las deficiencias de las Redes Transeuropeas de Energía. La Agencia de Cooperación de los Reguladores (ACER) con facultades para intervenir, debería pronunciarse.

El proyecto **Anillo Mediterráneo** es una de las seis prioridades de infraestructuras mencionadas en el Plan Estratégico Europeo de Tecnología Energética (Plan EETE o SET-Plan en inglés). La Comisión ha anunciado que promulgará una Comunicación específica sobre el mismo en 2010. Dónde más rápidamente hay que avanzar es en los aspectos administrativos, técnicos y de financiación. Dada la gran extensión del Plan, lo más operativo sería empezar a desarrollarlo en las zonas geográficas más susceptibles de aplicarlo.

En el caso de España, la conexión con África debería considerarse como una prioridad, teniendo en cuenta además otras variables como el desarrollo económico, social y tecnológico.

En cuanto a las Islas Canarias, actualmente no está clara la conexión segura de las Islas Canarias entre sí (salvo en el caso de Lanzarote y Fuerteventura) ni con los territorios continentales cercanos. Sin embargo, acogiendo de buen grado el interés expresado por la Presidencia Española, el Cluster de Energía de Canarias (Clúster-RICAM) considera importante que la Unión Europea tenga una especial sensibilidad con sus circunstancias, teniendo en cuenta a las Islas Canarias en sus planes de integración energética con terceros países, no solo en calidad de “actor pasivo” como receptor de políticas y medidas, sino como verdadero participante en el diseño de las mismas.

En el estudio TRADE Wind se identificaron (para toda Europa) un total de 42 interconexiones para el uso de la energía eólica en tierra. El estudio que debería estar finalizado en (2030 como muy tarde), fomentaría la integración intra-europea de los mercados de electricidad a la vez que compensaría los costes de construcción de las redes gracias a los mecanismos de optimización que se proponen. Para el desarrollo de la energía eólica marina (*offshore*) el estudio recomienda la ampliación y el desarrollo continuado de un sistema de redes interconectadas que posibilite la alimentación (a la red) de electricidad eólica de diferentes países ribereños del Mar del Norte y del Mar Báltico.

*5.4 ¿Cómo se deberían acelerar los procedimientos de autorización para la infraestructura de la red?*

- ⇒ En los casos de pequeñas instalaciones de generación asociadas a puntos de suministro conectados a red, se deberá presumir que existe capacidad de acceso suficiente para instalaciones de generación cuya potencia no supere en más del cincuenta por ciento la potencia contratada en dicho punto de suministro. En tal caso, podría llevarse a cabo la conexión directamente en las instalaciones del titular del punto de consumo, sin necesidad de tramitar el procedimiento ordinario y de obtener autorizaciones de acceso y conexión, respetando en todo caso las reglamentaciones técnicas y de seguridad vigentes.
- *5.5 ¿Cómo se asegura la coordinación entre la aprobación de la infraestructura de la red y los demás procedimientos administrativos de planificación?*

Mediante una planificación de desarrollo y/o de la ampliación de las redes coordinada entre las diferentes Administraciones (Estado, CCAA y Municipios) que al menos analice diferentes escenarios de desarrollo de las EERR.

- *5.6 ¿Se deberían establecer derechos de conexión prioritaria o capacidades de conexión reservadas para nuevas instalaciones que producen electricidad a partir de fuentes de energía renovables?*

- ⇒ Las instalaciones de renovables ya tienen derecho preferente de acceso y conexión a las redes de distribución y transporte de electricidad. Ello incluye tanto el derecho a hacer circular por las redes la energía generada como a conectarse físicamente a la red en las condiciones técnicas adecuadas, desde un punto de vista económico, de seguridad y bajo el criterio de mínima inversión necesaria.
- ⇒ Para garantizar estos derechos, los gestores de las redes de transporte y distribución deberán dar prioridad a las instalaciones de que utilicen fuentes de energía renovables en la medida que el funcionamiento seguro del sistema lo permita, con arreglo a criterios transparentes y no discriminatorios.
- ⇒ En particular, los productores de electricidad con EERR (especialmente la no gestionable) tendrán prioridad para la evacuación de la energía producida frente a los productores del régimen ordinario, la generación con renovables no gestionable será también la última afectada por las restricciones técnicas de la red. En caso de que se produzcan frecuentemente restricciones técnicas en una misma zona, el operador del sistema deberá tomar las decisiones necesarias para evitar esas que se apliquen restricciones en el futuro.
- ⇒ El ejercicio de los derechos de acceso y conexión se ejercitará ante la Administración autonómica donde se ubique el punto de conexión a través del cual se pretenda llevar a cabo tal conexión.
- ⇒ Instada la solicitud de acceso y conexión ante la Administración competente, esta recabará la información que precise de las empresas titulares de las redes, quienes la facilitarán en los plazos reglamentarios.
- ⇒ Siempre que exista capacidad en las redes, la Administración competente reconocerá el derecho de acceso a quien lo hubiera solicitado y especificará las condiciones técnicas en que debe llevarse a cabo la conexión. En otro caso, determinará los refuerzos y modificaciones en la red que sean precisas, cuyo coste se sufragará según lo dispuesto en la legislación vigente.
- *5.7 Describese cómo se asignan los gastos de conexión y adaptación técnica a los productores y/u operadores del sistema de transporte y/o distribución. ¿De qué manera pueden recuperar estos costes de inversión? ¿Está prevista en el futuro alguna modificación de estas normas de asunción de costes?*
  - ⇒ Cuando dichos costes respondan a actuaciones previstas en la planificación de los sectores de la electricidad y el gas, correrán íntegramente por cuenta del gestor de la red afectado por dicha planificación. Dichas actuaciones deberán ser realizadas y costeadas por la empresa gestora de la red y le será reconocida en la retribución que le corresponda por sus actividades reguladas.
  - ⇒ En otros casos, los gestores de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica y de gas compartirán los costes mencionados a partes iguales, con los titulares de las instalaciones de aprovechamiento de energías renovables que se conecten a sus redes,

en tanto la Administración General del Estado no haya aprobado otros mecanismos tipo para el reparto de gastos y costes como consecuencia de la ejecución de instalaciones de conexión y refuerzo o modificación de red. En este contexto, se debería establecer un nuevo mecanismo de distribución/amortización de costes que permitiera a los titulares de las instalaciones de energías renovables que hayan pagado los costes de conexión, de refuerzo o de modificación de la red, la amortización completa de esos costes mediante pagos por parte de los nuevos usuarios que hayan conectado su instalación en el mismo nudo de la red donde se realizó el refuerzo o la modificación del mismo.

⇒ Los titulares de instalaciones de aprovechamiento de energías renovables que deseen conectarse al sistema eléctrico o al sistema gasista podrán lanzar una licitación para seleccionar al contratista de los trabajos de conexión.

- *5.8 ¿Cómo se garantizará que los operadores del sistema de transporte y distribución faciliten a los nuevos productores que se quieran conectar la información necesaria en cuanto a costes, así como un calendario preciso para la tramitación de sus solicitudes y un calendario indicativo para su conexión a la red?*

⇒ Los gestores de las redes de transporte y de distribución deberían establecer y hacer públicas las normas tipo relativas a la asunción y reparto de los costes de adaptación técnica, como conexiones a la red y refuerzos de esta última, que sean necesarios como consecuencia de la conexión a la red de instalaciones de aprovechamiento de energías renovables. Además debería hacerse públicas la capacidad de conexión tanto a las redes como a las subestaciones de transporte y distribución.

⇒ Dichas normas deberían basarse en criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios y deberían tenerse en cuenta todos los costes y beneficios asociados a la conexión de dichas instalaciones a la red. Las normas podrían contemplar distintos tipos de conexión.

⇒ Los titulares de instalaciones de aprovechamiento de energías renovables que deseen conectarse al sistema eléctrico o al sistema gasista deberían tener derecho a recibir la información general que fuera necesario,, entre la que se debería incluir:

- a. una estimación exhaustiva y pormenorizada de los costes asociados a la conexión;
- b. un calendario razonable y preciso para la recepción y la tramitación de la solicitud de conexión a red;
- c. un calendario indicativo razonable para la finalización de los trabajos de conexión a red.

## **6. Acceso prioritario/garantizado a la red**

- *6.1 ¿Se debería garantizar la prioridad o el acceso garantizado a la red? Explíquese*

⇒ Véase la respuesta 5.6

- *6.2 ¿De qué forma se asegura que los operadores del sistema de transporte, cuando se realice el despacho de las instalaciones de generación de electricidad, darán prioridad a las instalaciones de generación que utilicen fuentes de energía renovables?*

⇒ Véase la respuesta 5.6

- *6.3 ¿Cómo garantizan los operadores de los sistemas de transporte y distribución el transporte y distribución de la electricidad procedente de fuentes de energía renovable?*

⇒ Véase la respuesta 5.6

- *6.4 ¿Qué tipo de medidas operativas relacionadas con la red y el Mercado se deberían adoptar para minimizar las pérdidas de electricidad a partir de fuentes de energía renovable?*

⇒ Continuar con el desarrollo de los P.O. 3.7 y 12.3., así como la aplicación de los requisitos de previsiones de producción que establece el RD 661/2007. Asimismo, se deberían promoverse nuevos Procedimientos de Operación, relacionados con la red, en los que se estableciera un calendario de implantación de dichos P.O. negociado y asumible para los promotores.

⇒ Además, debería aumentarse la capacidad de transporte de las redes mediante soluciones técnicas como por ejemplo, el control de la temperatura o el uso de cuerdas de conducción de muy alta temperatura, para que en los días fríos fuera posible transportar cantidades de electricidad notablemente más elevadas que en los días más cálidos. Especificaciones demasiado rígidas reducen la capacidad de las redes más de lo necesario.

⇒ Para mejorar la integración de las EERR en sistema eléctrico se deberían fomentar, sobretudo dentro del régimen especial plantas de EERR híbridas y debería fomentarse el almacenamiento de energía de cualquier tipo, como por ejemplo, la introducción de una prima para las fuentes de alimentación a la red más estables, teniendo en cuenta la demanda y las necesidades del sistema eléctrico.

## **7. Integración del biogás en la red de gas natural**

- *7.1 ¿De qué manera se garantiza que la facturación de las tarifas de transporte y distribución no sea discriminatoria para el gas procedente de fuentes de energía renovables?*

⇒ La utilización del biogás con aplicaciones diferentes a la eléctrica es de indudable interés, entre ellas la inserción del biogás en la red de distribución de gas. En esta aplicación se está avanzando especialmente en Suecia, pero está muy ligada al precio

del gas natural. Si los precios de gas fueran muy altos, esta aplicación podría tener sentido comercial, no obstante, la realidad no es esa y para poder inyectar biogás a la red éste debería estar extraordinariamente primado porque los costes de depuración del mismo y equiparación energética, para adaptarlo a las exigencias de calidad establecidas por las compañías suministradoras son muy altos. Existe además otra barrera técnica, la elevada presión a la que debe inyectarse el gas, algo que supone costes adicionales.

- *7.2 ¿Debería realizarse alguna evaluación sobre la necesidad de ampliar la infraestructura de la red de gas para facilitar la integración del gas procedente de fuentes de energía renovables?*
  - ⇒ Cualquier evaluación que redunde en el desarrollo del biogás en España es positiva, pero siendo realistas, nosotros estamos en una etapa más primaria, en la que ni siquiera las aplicaciones térmicas o eléctricas se han desarrollado, por ello parecería más efectivo invertir esfuerzos en ese sentido, aunque sin abandonar otras opciones más sofisticadas.

## 8. Desarrollo de las infraestructuras para la calefacción y refrigeración urbanas

- *8.1 ¿Cuáles son las necesidades para las nuevas infraestructuras de calefacción y refrigeración urbanas que utilicen fuentes de energía renovables para contribuir al objetivo 2020? ¿Cómo deberían fomentarse dichas infraestructuras?*

- ⇒ Actualmente no existen infraestructuras de climatización urbana en nuestro país. Dichas infraestructuras deberían fomentarse mediante subvenciones a la venta frío-calor, promoviéndolas y gestionándolas instituciones y organismos públicos.

Adicionalmente, se podrían fomentar dichas infraestructuras mediante la obligación de conectarse a una red de calefacción a corta distancia en zonas de nueva construcción. Para impedir proyectos ineficientes y no rentables, se deberán cumplir estándares de calidad estrictos en el momento de asignar subvenciones.

- ⇒ Para **redes de calefacción urbana**, el apoyo de la Administración Pública es fundamental. La participación pública (vía aportación a fondo perdido, retorno diferido vía canon contra demanda, crédito blando...) es muy importante, sobre todo en la fase inicial ya que se trata de proyectos muy intensivos en capital. La participación de la Administración Autonómica y la Administración General del Estado también serían bienvenidas puesto que ofrecerían una visión transversal del panorama energético español y del sector, y su apoyo sería fundamental para el desarrollo de este tipo de proyectos. Por otro lado, la participación de las Administraciones públicas, al seguir los proyectos muy de cerca, podrían detectar los posibles problemas y buscar soluciones, incluso propiciar el desarrollo de normativas para la solución de los mismos.

- ⇒ Además, la empresa promotora o concesionaria del proyecto (empresa de servicios energéticos), por su carácter privado, debería obtener una rentabilidad financiera adecuada, dentro de los parámetros que sus socios considerasen aceptables.
  - ⇒ También es necesaria una buena campaña de comunicación, que divulgue las ventajas de estas instalaciones. El promotor de los edificios debe considerar como un valor añadido de su promoción inmobiliaria, que esté dotada con calefacción urbana, debe suponer una mejora estética del edificio, hace el inmueble más eficiente y obtiene una mejor calificación energética, permite la disponibilidad de las azoteas por ausencia de maquinaria, los edificios están dotados de mayor espacio comercializable debido a que las subestaciones están compactas, el mantenimiento resultará sensiblemente más económico, etc.
  - ⇒ Por otra parte, hay que transmitir al usuario el gran número de ventajas del sistema: ahorro en costes energéticos (menor contratación de potencia eléctrica y mayor COP real vs instalación individual), ahorro en costes de explotación (mantenimiento técnico más sencillo), no se obliga a reinversiones futuras para reposición de equipos de producción, mayor confort por ausencia de ruidos, mayor seguridad de suministro (sistema robusto y redundante), mayor espacio útil disponible, eliminación de riesgos (legionelosis, combustión), mejor previsión de sus costes energéticos, disponibilidad de potencia, etc.
- *8.2 ¿Cuáles son las previsiones de contribución a los sistemas de calefacción y refrigeración urbanas de las grandes instalaciones de biomasa, solares y geotérmicas?*
- ⇒ Las previsiones dependerán de la apuesta que las Administraciones tanto Nacional como Autonómicas y Locales hagan por los sistemas de climatización centralizada. Si finalmente se apoyan este tipo de instalaciones, fundamentales para la mejora de la eficiencia energética, conseguiremos su implantación en España, donde la refrigeración centralizada podría convertirse en una realidad.

## **9. Biocarburantes y otros biolíquidos – criterios de sostenibilidad y verificación del cumplimiento**

- *9.1 ¿De qué manera se garantizará que los biocarburantes y biolíquidos que computan en objetivo nacional y en las obligaciones nacionales en materia de energías renovables pudiendo optar a la obtención de ayudas financieras si cumplen los criterios de sostenibilidad establecidos en el artículo 17, apartados 2 a 5, de la Directiva 2009/28/CE? (¿Habrá una institución/órgano responsable a nivel nacional del seguimiento/verificación del cumplimiento de esos criterios?)*
- ⇒ Se garantizaría si los objetivos se establecieran en una Ley de renovables, en la que se indicara la participación de las energías renovables en la generación de electricidad, en la calefacción y refrigeración y en el consumo energético en el transporte, sólo se

tendría en cuenta la energía procedente de biomasa, los biocarburantes y otros biolíquidos, que cumpliesen con los criterios de sostenibilidad que a estos efectos se estableciesen.

- ⇒ A los efectos anteriores, se consideraría que la biomasa, los biocarburantes y los demás biolíquidos cumplen con los criterios de sostenibilidad establecidos, cuando procedieran de desechos y de residuos que no fuesen agrícolas, ni acuícolas, ni pesqueros, ni forestales, siempre que su uso conllevara una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero que alcanzase las magnitudes previstas en la normativa de transposición de la Directiva de energías renovables.
- ⇒ Para el cumplimiento de los objetivos que estableciese la Ley de renovables, se consideraría que el resto de biomasa, biocarburantes y biolíquidos, cuyo origen fuese distinto de los mencionados en el párrafo anterior, cumplirían con los criterios de sostenibilidad establecidos, cuando se dieran simultáneamente las siguientes condiciones:
  - a) Que su uso conllevara una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero
  - b) Que no se produjeran a partir de materias primas procedentes de tierras de elevado valor en cuanto a biodiversidad
  - c) Que no se fabricasen a partir de materias primas procedentes de tierras con elevadas reservas de carbono
  - d) Que no provinieran de materias primas extraídas de tierras que, en enero de 2008, fueran turberas, a no ser que se demuestre que el cultivo y la recolección de dicha materia prima no conllevara drenaje de suelos no drenados con anterioridad.
- ⇒ España todavía no ha definido los detalles concretos del mecanismo de certificación y verificación de la sostenibilidad de los biocarburantes y otros biolíquidos (que debería encuadrarse siempre en el marco de la Directiva 2009/28/CE).
- ⇒ Cabría la posibilidad de que la Comisión Nacional de la Energía fuera la encargada de definir esos detalles del mecanismo de certificación y verificación, ya que es la entidad responsable de certificar las cantidades de biocarburantes consumidas por los sujetos obligados para cumplir los objetivos de consumo obligatorio establecidos en la Orden ITC/2877/2008 de fomento del uso de biocarburantes (dicha orden establece que para obtener la certificación de las cantidades de biocarburantes consumidas se deberá de haber acreditado la sostenibilidad del biocarburante en cuestión).
- *9.2 Por lo que respecta a las zonas protegidas, ¿en qué régimen de protección –Nacional, Europeo o Internacional– deberían estar clasificadas?*
- ⇒ A nivel Nacional, las áreas protegidas se dividen en parques nacionales, parques naturales, reservas, monumentos y paisajes protegidos.

- ⇒ A nivel Europeo o Internacional, y según la Directiva 2009/28/CE, las zonas protegidas corresponden a aquellas incluidas en listas elaboradas por organizaciones intergubernamentales o la Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza.
- *9.3 ¿Cuál es el procedimiento para cambiar la categoría a la que pertenece el suelo? (¿Quién supervisa e informa a nivel Nacional de los cambios de categoría del suelo?) ¿Con qué frecuencia se actualiza el catastro con la división por zonas del suelo (mensual, anual, bienal, etc.)?*
- ⇒ La clasificación de los suelos es una competencia transferida a las Comunidades Autónomas que, respetando las leyes del Estado, tienen sus propios textos legales sobre sus espacios protegidos y otros tipos de suelos.
- *9.4 ¿De qué forma se garantiza y se comprueba a nivel Nacional el cumplimiento de las buenas prácticas agroambientales y otros requisitos de condicionalidad (exigidos por el artículo 17, apartado 6, de la Directiva 2009/28/CE)?*
- ⇒ El Fondo Español de Garantía Agraria (FEGA) es el organismo encargado de la coordinación de los controles de la condicionalidad, según ordena el *Real Decreto 2352/2004 sobre la aplicación de la condicionalidad en relación con las ayudas directas en el marco de la política agrícola común*. Este Real Decreto incluye la metodología de control y comprobación del cumplimiento de las buenas condiciones agrarias y medioambientales.
- ⇒ El control directo sobre las explotaciones y/o los agricultores lo deben realizar las Comunidades Autónomas.
- ⇒ Los sujetos que deben comprobar el cumplimiento de las buenas prácticas agroambientales y otros requisitos de condicionalidad, deberán aportar cuando se les requiera los datos que hayan servido para confeccionar su sistema de balance de masa exigido.
- ⇒ Asimismo, quedarán sujetos a procedimientos de auditoría periódica independiente sobre la exactitud, fiabilidad y resistencia al fraude, de los datos en que deba basarse el cumplimiento de los criterios de sostenibilidad establecidos, incluidos los que se refieren a la protección del suelo, del agua y del aire, la restauración de la tierra degradada y la evitación de un consumo excesivo de agua en las zonas con escasez de agua, la disponibilidad de productos alimenticios a un precio asequible, (en particular para las personas que viven en los países en desarrollo) así como sobre cuestiones generales relacionadas con el desarrollo.
- ⇒ Para el cumplimiento de los objetivos que deberían establecerse en una Ley de EERR, sobre participación de las energías renovables en la generación de electricidad, en la calefacción y refrigeración y en el consumo energético en el transporte, así como para el disfrute de los sistemas de apoyo que se establezcan, sólo se tendría en cuenta la

biomasa, los biocarburantes y demás biolíquidos que contasen con informes de auditoría independiente favorables.

⇒ Aquellos casos en que así lo dispusiera la Comisión Europea, en virtud de acuerdos sobre criterios de sostenibilidad y regímenes nacionales o internacionales sobre producción de productos de biomasa, podrían eximirse de otros medios de acreditación para su toma en consideración de cara al cumplimiento de los citados objetivos energéticos y para el disfrute de sistemas de apoyo que no dependieran de los criterios de sostenibilidad cualificados previstos en una Ley de Energías Renovables.

- *9.5 ¿Debería desarrollarse un régimen de «certificación» voluntaria respecto a la sostenibilidad de los biocarburantes y biolíquidos, conforme a lo descrito en el artículo 18, apartado 4, segundo párrafo, de la Directiva 2009/28/CE? En caso afirmativo, ¿cómo?*

⇒ Efectivamente, sería positivo el desarrollo de un sistema de certificación voluntario que fuera aceptado por la Comisión Europea como prueba del cumplimiento de los criterios de sostenibilidad.

⇒ Actualmente ya existen esquemas potenciales para materias primas importadas a la Comunidad Europea (p. e. la palma --RSPO--). Una buena manera de aliviar la carga burocrática que puede suponer para algunos productores la certificación de su producto (ya sea biomasa o biocarburante) sería desarrollar un esquema para los cultivos nacionales desarrollado en colaboración con las Administraciones competentes en esta materia y en el marco de la Directiva 2009/28/CE.

47

## ○ **AYUDA FINANCIERA**

### **1. Régimen de apoyo para la producción de electricidad con energías renovables**

- *1.1 ¿Qué tipo de mejoras adicionales se podrían implementar para garantizar el cumplimiento de los objetivos en el sector de la electricidad con EERR)?*

⇒ Para el apoyo de todo tipo de uso de EERR ante todo hace falta la introducción lo antes posible de una Ley de EERR como norma básica que establezca los objetivos e instrumentos necesarios para el cumplimiento de los compromisos derivados de la Directiva Europea de EERR y para superar las barreras que impiden el desarrollo de las renovables, como la inestabilidad regulatoria, la complejidad de la tramitación administrativa y las dificultades y falta de normas de su conexión a red. Deberían incluirse, sobre todo, objetivos obligatorios a medio y largo plazo (ente otros, el objetivo de una aportación de 22,7% de EERR en el 2020 tal como el Gobierno español lo

comunicó a la Comisión Europea el 8 de enero de 2010<sup>17</sup>, incrementado por la previsión de utilización de mecanismos flexibles), un calendario preciso para su cumplimiento e incentivos que aporten señales correctas a los inversores, incluyendo un mecanismo de monitoring y actualización regular (entre otras en el PANER) para la fijación de las tarifas y primas y sin retroactividad para las instalaciones existentes, que permita asegurar un ritmo de desarrollo de las diferentes tecnologías renovables ajustado a lo previsto, permitiendo a la vez al regulador reaccionar si el ritmo no se adapta a lo esperado.

- ⇒ La Ley de Energías Renovables debe ser el instrumento necesario para la transposición de la Directiva 2009/28/CE que debe aprobarse antes del 25 de diciembre de 2010, de acuerdo con el calendario que marca la propia Directiva que entró en vigor el 25 de junio de 2009.
- ⇒ Entre las responsabilidades por incumplimiento de normas de Derecho comunitario debería incluirse el incumplimiento de los plazos para la transposición de las Directivas al ordenamiento jurídico nacional así como el incumplimiento de plazos en presentación de planes e informes de evaluación y seguimiento, en concreto los posibles incumplimientos de los objetivos bianuales sobre el objetivo final de EERR, tal como se establecerá en el futuro PANER.
- ⇒ Las instalaciones y aprovechamientos de energías renovables a las que fuese de aplicación la Ley de Energías Renovables disfrutarían de los sistemas de apoyo que estuvieran vigentes al tiempo de iniciarse los procedimientos para su autorización previa o al inicio de su puesta en funcionamiento, según proceda, y durante el tiempo de aplicación para el que cada sistema de apoyo se hubiera diseñado, que debería estar en función de la vida útil estimada de cada tecnología y que en ningún caso sería menor a veinte años.
- ⇒ Las modificaciones en los importes de las retribuciones que resultasen de cualquiera de las revisiones previstas, serían de aplicación a las instalaciones y aprovechamientos que, según proceda, iniciasen los procedimientos para su autorización previa o entrasen en funcionamiento con posterioridad a la fecha de entrada en vigor de la modificación del sistema de apoyo correspondiente, según se indica en el punto anterior. En todo caso, se debería excluir que las modificaciones que se lleven a cabo sobre los sistemas de apoyo extendieran su aplicación a instalaciones o aprovechamientos que estuvieran disfrutando de las tarifas anteriores, los cuales se deberían conservar, salvo petición expresa de sustitución por parte del respectivo beneficiario.

Además:

- ⇒ mediante la introducción de tarifas específicas para el auto-consumo de electricidad de EERR:

---

<sup>17</sup> Véase

[http://www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos\\_20091228\\_Informe\\_prevision\\_Directiva\\_Renovables\\_2009\\_28\\_CE\\_2\\_\\_044f7c9a.pdf](http://www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos_20091228_Informe_prevision_Directiva_Renovables_2009_28_CE_2__044f7c9a.pdf)

- ⇒ La inminente aprobación de medidas a favor de la eficiencia energética puede propiciar la introducción del autoconsumo sin vulnerar la estabilidad regulatoria que el Sector de EERR español necesita.
- ⇒ La Propuesta tiene dos vertientes: antes y después del alcance de la Paridad con la Red. La primera vertiente precisa la instauración de un nuevo incentivo, la Compensación por Autoconsumo (FiC, de *Feed in Compensation*) – siendo la diferencia entre la tarifa FV regulada asociada al momento de inscripción en el RPR y el precio de referencia de la electricidad correspondiente - que se aplicaría hasta el momento en que se alcance y se supere la Paridad con la Red y el autoconsumo sea rentable por sí mismo.
- ⇒ La propuesta no sólo es neutra para la tarifa eléctrica. También es neutra para la recaudación impositiva del Estado, para el negocio regulado de distribución y para los propios consumidores.
- ⇒ La aplicación de la FiC es neutra en relación con el actual sistema de primas (FiT, de *Feed in Tariff*) para la rentabilidad de una instalación renovable hasta 30 kW de potencia eléctrica. Sin embargo, la aplicación de la FiC conlleva ventajas directamente relacionadas con el ahorro y eficiencia energética, propias del modelo de autoconsumo propuesto:
- ⇒ Un autoconsumidor que recibe una FiC por el excedente de electricidad que inyecta en la red, recibe una señal directa para ahorrar energía en el momento en que su instalación está produciendo electricidad renovable, esto es, siempre en horas punta; cuanto más ahorre, más ingresos líquidos (*cash*) tendrá por la venta de ese excedente. En cambio, un productor de electricidad renovable acogido al sistema FiT recibe siempre los mismos ingresos líquidos (*cash*), con independencia de su consumo energético. Aunque en el balance global la rentabilidad de la instalación es la misma, en el primer caso hay un incentivo psicológico claro para fomentar el ahorro energético.

49

Adicionalmente, la vinculación del autoconsumo con la eficiencia podría reforzarse con otras medidas:

- La actualización anual al IPC de la FiC o FiT para el excedente de energía se podría vincular a una reducción efectiva del consumo durante dicho año.
- La tarifa regulada aplicable a la energía excedentaria podría ser diferente en función de la hora de inyección de la electricidad, promoviendo el mismo en las horas de máxima demanda.

Por otro lado, no se puede olvidar que la propia condición de energía distribuida de algunas aplicaciones de producción de electricidad con EERR, al evitar pérdidas por transporte y distribución, también contribuye a la eficiencia energética. Esta cuestión se va a reconocer explícitamente en la revisión de la Directiva de Eficiencia Energética en Edificios o EPBD (por *Energy Performance of Buildings Directive*):

- En la revisión en curso de la EPBD (que implantará edificios con “consumo energético prácticamente cero” / “nearly zero energy”), se alcanzó un acuerdo entre el Consejo Europeo y el Parlamento el pasado 17 de noviembre de 2009. Dicho acuerdo incluye que

“El consumo energético prácticamente cero o muy bajo se conseguirá con energía procedente de fuentes renovables, incluida la energía producida in situ o aneja” (“The neraly zero or very low amount of energy required should to a very significant extent be covered by energy coming from renewable sources, including renewable energy produced on-site or nearby”). Claramente, se identifica la incorporación de fuentes renovables distribuidas en la edificación como una vía para alcanzar la eficiencia energética.

Adicionalmente, la gestión energética de estos sistemas de EERR incorporados a los edificios o anejos a ellos sería un campo de actuación directo para las Empresas de Servicios Energéticos, que podrían incluirlos con facilidad en su catálogo de ofertas. Las empresas comercializadoras también podrían encontrar por esta vía un modo de fidelizar clientes en un entorno de liberalización.

El reconocimiento de la eficiencia adicional que el autoconsumo y la aplicación de la FiC conlleva en relación con el mero modelo de FiT, permitiría dar un incentivo adicional al autoconsumidor, que, recordemos, no obtiene ningún beneficio real por acogerse al autoconsumo antes de que se haya alcanzado la Paridad de Red.

#### Fotovoltaica:

- ⇒ Poner en marcha una medida similar a la acometida en Alemania, para fomentar la instalación de energía solar en los tejados de las viviendas. El objetivo sería que el Gobierno, con la colaboración de las Comunidades Autónomas, financiara parcialmente la instalación de 700.000 techos solares en España, de aquí a 2025, para quienes lleven a cabo de forma complementaria una rehabilitación integral del inmueble que permita una mayor eficiencia y ahorro energéticos.

#### Energía eólica:

- ⇒ El gobierno debería dar a conocer lo más pronto posible la nueva regulación, que sustituirá al RD 661/2007, la cual debe empezar a aplicarse en paralelo a la entrada en funcionamiento de los proyectos aceptados en el Registro de Pre-Asignación. El nuevo decreto debe concretar la retribución y régimen jurídico de la repotenciación, que debe ser una de los pilares del desarrollo eólico en los próximos años, así como de la eólica marina.
- ⇒ El Gobierno en el momento de fijar un objetivo para la energía eólica marítima para el período de 2011-2020, debería establecer al mismo tiempo la garantía de que por algún motivo (falta de infraestructuras de red, retrasos en la realización de parques eólicos marítimos, etc.) no fuera posible el desarrollo de la potencia de eólica marítima hasta las cifras consideradas se pudiera cubrir el volumen de potencia de eólica marítima no desarrollado con potencia eólica terrestre sin ningún tipo de limitación

Relativo a la repotenciación se deberían incluir en una nueva regulación al menos los siguientes reglamentos:

- fijar una prima adicional adecuada que permitiera una rentabilidad razonable actualizable anualmente con el IPC y con un proceso de adjudicación automático (el tope máximo de 0,7 €/ct/kWh, tal como se estableció en el RD 661/2007, sólo ha habido hasta el momento en un parque eólico repotenciado).
- pagar esa prima adicional por un periodo mínimo de 10 años desde el momento de puesta en operación del parque repotenciado.

#### Energía Minieólica:

- ⇒ Marco regulatorio y retributivo específico.
- ⇒ Amortización de proyectos en 2/3 de la vida útil de la instalación.
- ⇒ Punto de suministro previamente contratado.
- ⇒ Limitar la potencia instalada al 150% del contrato de suministro.

#### Energía Marina:

- ⇒ Establecimiento de una tarifa definida por tramos: experimental, demostrativa y comercial (atractiva y competitiva inicialmente, que vaya disminuyendo paulatinamente conforme se vayan alcanzando objetivos de potencia).
- ⇒ Simplificación administrativa: Ventanilla única.

#### Biomasa:

- ⇒ Hay que aumentar las retribuciones actuales contenidas en el RD 661/2007, de forma que contemplen las exigencias de inversión, financiación y explotación de las plantas de biomasa. Puesto que las tarifas establecidas en el RD 661/2007 se calcularon en su día teniendo en cuenta unas hipótesis de partida (inversiones) muy alejadas de la realidad actual.

#### Biogás:

- ⇒ Hay que incrementar las retribuciones actuales recogidas en el RD661/2007 para el biogás de digestores, además de establecer un escalado por potencias, debido a las grandes diferencias existentes en las instalaciones según su tamaño, con una fuerte penalización para las plantas de menos de 500 kW.

#### Solar termoeléctrica:

- ⇒ Además de los proyectos incluidos en el registro de preasignación de retribución según el RDL 6/2009 y la Resolución del MITyC del 19 de noviembre de 2009, es necesario abrir

nuevas convocatorias con volúmenes de potencia razonables, en las que se prime las innovaciones tecnológicas en rendimientos, costes y reducción de necesidades de agua.

Geotérmica de alta entalpía:

- ⇒ Resulta fundamental y prioritario que exista un estudio oficial detallado sobre el potencial de recurso geotérmico en España, que lo cuantifique en función de distintos escenarios de desarrollo, que lo ubique geográficamente y que describa los parámetros que lo caracterizan, al igual que existe para otras tecnologías renovables. El marco regulatorio de la tecnología debe mejorarse en el corto plazo, evitando que exista imprecisión en lo que a retribución a percibir se refiere, y que contemple medidas complementarias de apoyo en las primeras fases de los proyectos donde existen los mayores riesgos técnico-financieros de los mismos (fases de perforación y definición del almacén geotérmico inicial).

**Ayuda a la inversión:**

- *1.2 ¿Qué tipo de ayudas a la inversión se deberían otorgar (subvenciones en capital, préstamos a bajo interés, exenciones o desgravaciones fiscales, devoluciones de impuestos)? ¿Quién debería beneficiarse de este régimen de ayudas?*
- ⇒ Instalaciones de producción eléctrica con EERR:
- Ayudas/incentivos para tecnologías en una fase muy inicial de desarrollo, por ejemplo la micro o mini-eólica, las tecnologías de energía de los océanos, la geotérmica, ...
  - A los efectos de lo establecido en el artículo 108 de la Ley 24/1988, de 17 de Julio, del Mercado de Valores, no se considerarán bienes inmuebles los parques eólicos, fotovoltaicos y solar-termoeléctricos, así como los elementos patrimoniales afectos a los mismos.
  - exenciones o desgravaciones fiscales para todas las tecnologías.
- ⇒ Instalaciones de producción térmica con EERR:
- programas de ayuda a base de subvenciones en capital o préstamos a bajo interés.
- ⇒ A la producción de biocarburantes:
- Ayudas a la I+D+i de biocarburantes avanzados a partir de materias primas como residuos y deshechos, material celulósico no alimentario, lignocelulósico, microorganismos (algas, bacterias).
  - Ayudas a la I+D+i de cultivos energéticos y policultivos.

- Ayudas a la I+D+i de instalaciones de biocarburantes avanzadas capaces de producir biocarburantes y productos de alto valor añadido (biocomponentes, biofibras, etc...).
  - Ayudas, en forma de subvenciones, exenciones o desgravaciones, o devoluciones de impuestos; a particulares y flotas cautivas para la inversión en vehículos adaptados y/o garantizados para funcionar con mezclas elevadas de biocarburantes.
  - Ayudas (préstamos a interés bajo o subvenciones) para la puesta en servicio de surtidores con mezclas elevadas de biocarburantes en todas las estaciones de servicio.
  - Ayudas a la I+D+i de la utilización de biocarburantes en aviones.
  - Ayudas (subvenciones, desgravaciones fiscales o devoluciones de impuestos) a la utilización de biocarburantes en el sector ferroviario y de transporte marítimo.
- ⇒ Para todo tipo de inversiones en EERR (pero sobre todo para tecnologías nuevas en fase de I+D, y para usos térmicos (centralizados), deberían además mantenerse, reforzar o introducir medidas fiscales tales como:

- Deducción del Impuesto de Sociedades y de la Renta de Personas Físicas.
- En los impuestos sobre el vertido y la incineración de residuos tratamiento específico y favorable (tasas reducidas) para la biomasa y el biogás.
- Medidas favorables en las tasas de residuos.
- Desgravación fiscal o deducción del Impuesto de Bienes Inmuebles.
- Desgravación fiscal o deducción del Impuesto de Construcciones, Instalaciones y Obras.
- Establecer una expresa referencia a las aplicaciones con energías renovables en el Impuesto de Actividades Económicas en el componente ambiental.

⇒ Además:

- Se debería facilitar el cambio de usos del suelo para inversiones en instalaciones renovables.
- *1.3 ¿Las solicitudes pueden presentarse y tramitarse de forma continuada o existen convocatorias periódicas? Si hay convocatorias periódicas, describanse la frecuencia y condiciones.*

- ⇒ Las solicitudes pueden presentarse a razón de una convocatoria por año hasta agotarse el presupuesto (exclusivamente a nivel de las CCAA).

#### Ayudas a la operación:

#### Si su país aplica un sistema de apoyo a base de tarifas reguladas (Feed-in tariffs):

- 1.4 *¿Cuáles deberían ser las (pre)condiciones para obtener la tarifa fija?*
  - ⇒ Las mínimas posibles, de escaso impacto económico y con los mínimos retrasos en la concesión de autorizaciones.
- 1.5 *¿Se debería establecer un cupo anual de capacidad instalada o del volumen de electricidad con renovables que da derecho a la tarifa?*
  - ⇒ No se debería establecer ningún tipo de cupo, ni para un cierto volumen de electricidad renovable producida, ni para una cierta capacidad instalada. Una posibilidad podría ser el ajuste del nivel de la degresión anual de tarifas para instalaciones nuevas, a un corredor predefinido de la capacidad anual instalada, en función del cumplimiento del objetivo sectorial final y de los objetivos anuales/bianuales, según la trayectoria que determinara el PANER 2011-2020 (por ej.: si la capacidad anual instalada de una tecnología XY no sobrepasa XX MW habrá degresión y, si la capacidad anual instalada es más alta que XX MW, habrá degresión +X%. Si es más baja, habrá la degresión y -X%).
  - ⇒ En el caso del biogás procedente de vertederos de residuos el establecimiento de un cupo de potencia se contradice con las exigencias de la U.E. en cuanto a desgasificación obligatoria de tales vertederos.
- 1.6 *¿Debería haber un régimen específico por tecnología? ¿Cuáles deberían ser los niveles de las tarifas para cada tecnología?*
  - ⇒ Sí. Para garantizar la diversificación tecnológica y para equilibrar el desarrollo de las mismas.. Se necesitan tarifas diferenciadas por tecnología.

Para la fijar (o actualizar) el importe de las tarifas reguladas, primas y complementos, el objetivo principal de Gobierno debería ser que los valores establecidos, garantizaran una maduración (rápida) de las diferentes tecnologías y, permitiese el desarrollo o el mantenimiento de una industria nacional de energías renovables. Además, el Gobierno debería valorar, en todo caso, los costes de operación y mantenimiento, así como los costes de inversión en que los titulares de la instalación incurran, a fin de conseguir unas tasas de rentabilidad razonables referenciadas al coste del dinero en el mercado de capitales. Como tasa para la retribución del capital, se

debería tomar un porcentaje anual equivalente a la media del año anterior de la retribución de las obligaciones del Tesoro a 10 años, incrementada con un diferencial de 300 puntos básicos.

Para la fijación de las tarifas renovables, el Gobierno también debería tener en consideración los costes de generación (por unidad) basados en las fuentes convencionales de generación eléctrica una vez sus costes externos hayan sido internalizados.

- *1.7 ¿Se deberían establecer otros criterios para diferenciar las tarifas?*

⇒ Además de por el tipo de tecnología, las tarifas deberían diferenciarse también en función de su tamaño (potencia instalada), de la localización de la planta y en función del tipo de usuario (doméstico o comercial/empresarial, como por ejemplo: instalaciones en tejado o integradas en el edificio en el caso de la FV o según la distancia de la costa en el caso de parques eólicos marinos, etc.), en función de su producción de electricidad (comparada con una instalación de referencia en el caso de plantas eólicas) y en función de los años de operación (p. e. reducción razonable de las tarifas después de 10, 15 o 20 años de operación). También se debería tener en cuenta, (e incentivar mediante retribuciones que se reducirán progresivamente), el avance de cada tecnología según su curva de aprendizaje. Igualmente, debería introducirse una tarifa específica para la hibridación de diferentes tecnologías para la producción de electricidad con renovables, para tecnologías nuevas (en fase de I+D, como por ejemplo, para la energía fotovoltaica de concentración, la mini-eólica, etc.) así como para la electricidad procedente de instalaciones renovables de hasta 30 kW de potencia eléctrica, para las cuales se deberían establecer tarifas reguladas y primas a la electricidad autoconsumida y medida.

- *1.8 ¿Durante cuánto tiempo se debería garantizar la tarifa regulada/fija?*

⇒ El tiempo suficiente como para poder amortizar la inversión total (por ejemplo 20 años), incluyendo tasas de rentabilidad razonables con referencia al coste del dinero en el mercado de capitales (Art. 30.4 de la Ley del Sector Eléctrico. Véase respuesta sobre el nivel de tarifas). Estos períodos podrían ser diferentes según las tecnologías, en los que se deberá alcanzar la plena competitividad (es decir, unos precios de producción a nivel del precio medio del mercado eléctrico) y la consiguiente desaparición de las tarifas/primas.

- *1.9 ¿Debería el régimen prever alguna adaptación de las tarifas?*

Si, se deberían fijar tarifas escalonadas, dependiendo de los años desde la puesta en marcha una instalación renovable.

- *1.10 ¿Se debería revisar el régimen regularmente?*

- ⇒ Sí, las tarifas deberían revisarse cada año, teniendo en cuenta los costes asociados a cada una de las tecnologías implicadas y en función del grado de penetración alcanzado por las energías renovables (para la producción de electricidad) tanto en la cobertura del consumo energético bruto final nacional como en el cumplimiento de los objetivos sectoriales (para 2020 y para la trayectoria bianual).
- ⇒ Para garantizar una previsibilidad del sistema tarifario (y de los ingresos) las modificaciones de la retribución deberían ser aplicables exclusivamente a las instalaciones puestas en marcha con posterioridad del 1 de enero del segundo año posterior al año en que se haya efectuado la revisión.
- *1.11 ¿Quién gestiona el régimen? (organismo de aplicación, autoridad de supervisión).*
  - ⇒ El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y la Comisión Nacional de Energía.

**Si su país aplica un sistema de primas:**

- *1.12 ¿Cuáles deberían ser las (pre)condiciones para obtener las primas?*
  - ⇒ Véase la respuesta correspondiente en el apartado sobre tarifas.
  - ⇒ La supresión del pre-registro de asignación de retribución.
- *1.13 ¿Se debería establecer una limitación/un cupo del volumen total de electricidad (renovable) al año o de la capacidad instalada que da derecho a las primas?*
  - ⇒ Véase la respuesta correspondiente en el apartado sobre tarifas.
- *1.14 ¿Debería ser un régimen específico por tecnología? ¿Cuáles deberían ser los niveles de las primas para cada tecnología?*
  - ⇒ Véase la respuesta correspondiente en el apartado sobre tarifas.
- *1.15 ¿Se debería establecer un precio mínimo y/o máximo para la prima?*
  - ⇒ El valor de las primas podría variar, de modo que su importe, sumado al precio resultante del mercado, no superase los importes máximos que se establecieran (para evitar sobrerembargos), ni quedase por debajo de unos niveles que no alcanzasen a cubrir unos objetivos de rentabilidad mínimos incompatibles con la consecución de una rentabilidad razonable de las inversiones. En ningún caso, el importe de la prima podría tener valor negativo.
- *1.16 ¿Durante cuánto tiempo se debería garantizar (el precio de) la prima?*

- ⇒ Véase la respuesta correspondiente en el apartado sobre tarifas.
- 1.17 *¿Debería el régimen prever alguna adaptación de las primas?*
- ⇒ Véase la respuesta correspondiente en el apartado sobre tarifas.
- 1.18 *¿Se debería revisar el régimen regularmente?*
- ⇒ Véase la respuesta correspondiente en el apartado sobre tarifas.
- 1.19 *¿Quién gestiona el régimen? (organismo de aplicación, autoridad de supervisión).*
- ⇒ Véase la respuesta correspondiente en el apartado sobre tarifas.

## **2. Sistemas de apoyo al fomento de la utilización de energía procedente de fuentes renovables en la calefacción y refrigeración**

57

- 2.1 *¿Qué medidas podrían ser las mejores para asegurar el desarrollo de calefacción y refrigeración urbana utilizando fuentes de energías renovables?*
- ⇒ Véase las respuestas sobre el apoyo del uso de energías renovables en la edificación
- ⇒ Además: Debería promulgarse un nuevo Código Técnico de Edificación (CTE) incluyendo todas las medidas (de carácter obligatorio) necesarias para garantizar el cumplimiento de todos los objetivos para la climatización basada en renovables, dotándose suficientes instrumentos de apoyo para sistemas de energías renovables centralizadas.
- ⇒ En cuanto a instalaciones de energía solar térmica:
  - Clarificación de los términos del CTE en cuanto a las excepciones a la obligatoriedad de la contribución solar mínima.
  - La introducción de la energía solar térmica, para alcanzar la contribución solar mínima exigida , permitiría cubrir un porcentaje de la demanda térmica del edificio durante toda su vida útil, sin el coste de la fuente de energía primaria y sin emisiones de dióxido de carbono,
  - Es preciso aclarar el incumplimiento de la normativa cuando la microgeneración o la bomba de calor disminuyan la contribución solar.
- ⇒ Sobre las instalaciones con biomasa:
  - Clarificación de los términos del CTE en el sentido de disminución de la contribución solar en edificios con calefacción con biomasa.

- Desarrollo de un marco sencillo y transparente de servicios energéticos con biomasa ligados al suministro de calor y frío en el contador.
  - Equiparación expresa de los servicios energéticos ligados a la biomasa, al menos con las condiciones previstas para el gas natural (facilidades para instalar sistemas de climatización centralizada equiparables a las facilidades para instalar tuberías de gas; consideración expresa de las instalaciones de calefacción con biomasa como instalaciones energéticas de utilidad pública, etc.).
  - Publicidad: Campañas publicitarias dirigidas especialmente a determinados sectores implicados (promotores, ayuntamientos, instaladores, etc).
- *2.2 ¿Qué sistemas de apoyo supondrían una mayor garantía para el uso de calefacción y refrigeración procedente de fuentes de energía renovables?*
- ⇒ Un sistema de retribución regulada (con tarifas fijas o primas) para los sistemas urbanos de calefacción o refrigeración centralizada, consistentes en la producción de energía térmica en forma de vapor, agua caliente o fluidos refrigerantes, para su distribución, desde una fuente central de producción a partir de energías renovables, a través de una red hacia múltiples edificios o emplazamientos, para la calefacción o la refrigeración de espacios o procesos.
  - ⇒ Una retribución regulada para la energía destinada a refrigeración o calefacción procedente de fuentes renovables, a favor del titular de las instalaciones que emplee para su autoconsumo. Dicha retribución, debería basarse en la medición de la energía autoconsumida que sería de menor cuantía que la prevista para la energía distribuida mediante sistemas urbanos de calefacción o refrigeración.
  - ⇒ Programas de apoyo con de créditos blandos o ayudas a la inversión (para la compra de calderas o instalaciones de calefacción centralizada con suficiente disponibilidad presupuestaria vinculada a la alta eficiencia de las instalaciones, para sistemas de energía solar térmica, para instalaciones de calefacción urbana congeotérmica de alta y baja entalpía, etc.), así como medidas fiscales (IVA reducido del combustible o del servicio de calefacción cuando el calor/frío sea producido con renovables; introducción de un impuesto de CO2 para combustibles fósiles, etc.) (véase también las respuestas sobre el apoyo del uso de energías renovables en la edificación).

### **3. Sistemas de apoyo al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables en el transporte**

- *3.1 ¿Cuáles deberían ser las obligaciones/objetivos concretos por año (por carburante o por tecnología)?*
- ⇒ Ya existe un objetivo obligatorio de consumo de biocarburantes para 2010 (5,83%) en la Ley 12/2007 de modificación de la ley del sector de hidrocarburos. Además, la Orden

Ministerial ITC 2877/2008 para el fomento del uso de biocarburantes, avanza un objetivo del 7% en 2011. APPA considera que el sector está perfectamente capacitado para alcanzar de aproximadamente el 10% en 2012.

- *3.2 ¿Debería establecerse algún sistema de apoyo diferenciado en función de los tipos de carburantes (biodiésel, bioetanol) o en función de la tecnología (biocarburantes de segunda generación, electricidad procedente de energías renovables)?*
- ⇒ Deberían establecerse objetivos obligatorios diferenciados para el consumo de biocarburantes en vehículos diesel y para el consumo en vehículos de gasolina, tal y como establece actualmente la obligación de consumo (Orden Ministerial ITC/2877/2008).
- ⇒ En cuanto al coche eléctrico, deberían fomentarse iniciativas y aprobarse reglamentos que garantizaran que la fuente energética para abastecer la demanda eléctrica necesaria para su recarga fuese de origen renovable.<sup>18</sup>

#### **4. Sistemas de apoyo al fomento del uso de energía térmica procedente de fuentes renovables en el sector industrial y servicios:**

59

---

<sup>18</sup> Hay que destacar en ese contexto el acuerdo de colaboración entre Acciona e Indra anunciado en febrero de 2010 para desarrollar conjuntamente un sistema de puntos de recarga de vehículos eléctricos a partir de energía generada mediante fuentes renovables.

El proyecto, conocido como SIRVE (Sistema Inteligente de Recarga de Vehículos Eléctricos) podrá ser utilizado por cualquier agente que entre en este sector, es decir, fabricantes de coches eléctricos, productores de electricidad, gestores de aparcamientos, etc), por lo que ha sido concebido como una plataforma abierta.

Acciona e Indra cuentan con la colaboración de Ingeteam para la puesta en marcha de su alianza, que se estructura en dos partes: la constitución de una plataforma de control global, con la que se gestionará todo el sistema y, por otra parte, la creación de una red de puntos de recarga. La red será de dos tipos: uno de ellos estará diseñado para instalarse y ser usado en la vía pública, mientras que el segundo será de uso particular y podrá colgarse en la pared, por ejemplo, de los garajes particulares. El sistema permitirá a los conductores reservar un poste para la recarga de su automóvil a través de un mensaje de teléfono móvil o por internet.

Véase también <http://www.vehiculoselectricos.com/blog/proyecto-sirve/>

Para desarrollar futuros reglamentos que garantizaran la alimentación de los coches eléctricos con EERR, sería necesario que el Gobierno español fomentase la industria de automoción en España tanto para desarrollar coches eléctricos como redes inteligentes, capaces de intercambiar datos y de favorecer el uso de electricidad renovable, ayudando a estandarizar la tecnología de recarga para asegurar que todo conductor pueda recargar en cualquier punto de Europa. La instalación de contadores inteligentes a bordo de estos coches, ayudaría a gestionar la entrada de electricidad y, principalmente, se cargarían cuando hubiera excedente de electricidad disponible en la red, procedente en su mayoría de fuentes de energía renovables, como eólica y solar. Para garantizar que los fabricantes de automóviles apliquen la tecnología necesaria para la medición inteligente, esta tecnología debería estar normalizada y de obligado cumplimiento a través de la legislación europea. La normalización y la compatibilidad del *hardware* utilizado, además de la capacidad de los automóviles y las redes de electricidad para el intercambio de información, garantizaría que los conductores de los vehículos eléctricos pudieran recargar sus coches en cualquier lugar. Para más información véase el nuevo informe de Greenpeace, Amigos de la Tierra y Transport and Environment "Electricidad verde para los coches eléctricos" (<http://www.greenpeace.org/raw/content/espana/reports/100208.pdf>)

- ⇒ Un marco regulatorio para el Sector Térmico que favorezca su *desarrollo sostenido*, basado en la equidad competitiva entre las diversas tecnologías renovables y *sostenible* al margen de los programas de ayudas públicas directas.
  - ⇒ Régimen Especial: un marco jurídico y económico que incentive la obtención de energía para usos térmicos a partir de fuentes renovables. Este marco debería ser estable, como mínimo durante 10 años.
  - ⇒ Primar la producción y el consumo energético eficiente.
  - ⇒ Debería fomentarse la inversión privada en proyectos de generación, consumo y/o distribución.
  - ⇒ Si la instalación no fuera eficiente, no lograría amortizar la inversión. Ello motivaría la utilización de aplicaciones solares en procesos industriales y en el sector de servicios a través de empresas de servicios energéticos y demás agentes del mercado.
- **INCREMENTAR LA DISPONIBILIDAD DE LA BIOMASA**

## **1) Suelo agrícola actualmente utilizado para la producción de energía con cultivos energéticos**

60

- *1.1 ¿Qué medidas podrían asegurar mejor el uso para fines energéticos del suelo de labor sin utilizar, suelo degradado, etc.?*
  - ⇒ Incentivos para los biocarburantes producidos a partir de materias primas cultivadas en este tipo de suelo.
  - ⇒ Investigación sobre los cultivos más adaptados a este tipo de terreno.
  - ⇒ Formación a los agricultores para estos tipos de cultivos.
- *1.2 ¿Qué medidas podrían asegurar una productividad más alta de los suelos de labor utilizados actualmente o de cosechar más de una vez al año el mismo suelo de labor – si es aplicable/posible – ?*
  - ⇒ El incremento de la productividad se podría alcanzar a través de la I+D+i, con el objetivo de encontrar las especies más adaptadas a la climatología, tipo de suelo, etc. así como las más resistentes a enfermedades, plagas, sequías, etc.
  - ⇒ Formando a los agricultores en un uso más eficiente de los fertilizantes, en la rotación de cultivos, y otras medidas que puedan hacer incrementar los rendimientos agrícolas.
- *1.3 ¿Cómo se podría fomentar el uso para fines energéticos de alguna materia prima ya disponible (como el estiércol animal)?*

- ⇒ Ayudando financieramente al productor de la materia prima para que pudiera utilizarla para su propio uso (en la instalación de un digestor anaeróbico y la caldera, en el caso del estiércol animal), incluyendo cursos de formación sobre su gestión adecuada.
- ⇒ Creando las sinergias necesarias entre el productor de la materia prima (ganadero) y otra entidad o entidades capaces de obtener un uso energético (gasificadora) de la misma.
- ⇒ Con el desarrollo de un mercado logístico, mediante, entre otras opciones, el fomento de sociedades mixtas que permitan una oferta y demanda transparentes de biomasa.
  
- *1.4 ¿Qué medidas hay previstas para mejorar las técnicas de gestión forestal con el fin de maximizar la extracción de biomasa de origen forestal de forma sostenible?*
  - ⇒ Para aprovechar mejor los potenciales de la biomasa forestal sería necesario aumentar dentro del régimen especial las tarifas reguladas/primas para instalaciones más pequeñas, cubriendo así los costes de transporte para la madera de los bosques en distancias más largas y posibilitando al mismo tiempo que una operación económicamente viable.
  - ⇒ Además, se podría fomentar con mayor intensidad la idea del suministro descentralizado basado en la biomasa regional (madera de bosque), mediante la obligación de conectarse a redes de corta distancia de calefacción con biomasa
  
- *1.5 ¿De qué manera podría llevarse a cabo un seguimiento del impacto del uso de biomasa para energía en los sectores agrícola y forestal?*
  - ⇒ Deberían hacerse varios tipos de seguimiento:
    - seguimiento anual de la cantidad de biomasa destinada a la producción de energía, al sector forestal o agrícola, y de la cantidad de biomasa que se gestiona como residuo o se abandona en los bosques o campos de cultivo.
    - seguimiento de la variación en los rendimientos agrícolas.
    - inventario y seguimiento de las hectáreas agrícolas cultivadas dependiendo del destino del cultivo, de las tierras abandonadas, etc.
  
- *1.6 ¿Qué tipo de evolución se espera en otros sectores de base agrícola y forestal que pueda tener un impacto en el uso para producción de energía? (por ejemplo: ¿una mayor eficiencia/productividad podría incrementar o disminuir la cantidad de subproductos disponibles para el uso energético?)*

- ⇒ El aumento de la eficiencia y productividad de las tierras de cultivo y de la recolección de residuos forestales, redundará en un aumento de la cantidad de subproductos potencialmente utilizables como fuente de energía.
- ⇒ La eliminación de la restricción de la Política Agraria Comunitaria (PAC) de mantener un 10% de las tierras sin cultivar aumentaría la superficie cultivada en la UE y en España, lo que aumentaría la cantidad de productos y subproductos agrarios susceptibles de ser utilizados para la producción de energía.
- ⇒ En todo caso, la disponibilidad de cultivos energéticos para la producción de bioenergía dependerá de la evolución de los mercados alimentarios, al existir una competencia por los precios que se le pagan a los agricultores.

○ **MECANISMOS FLEXIBLES/PROYECTOS CONJUNTOS/PERSPECTIVA EUROPEA**

**Exceso /déficit de producción de EERR según los diferentes escenarios en comparación con el objetivo nacional global de EERR en 2020**

	Escenario OBJ	Escenario TEN	Escenario OPT
Consumo bruto de energía final (ktep)	98.677	98.677	98.677
% de EERR en el consumo bruto de energía final	23,4%	18,1%	27,8%
Objetivo oficial de EERR en el consumo bruto de energía final	20%	20%	20%
Exceso estimado	3,4%	-	7,8%
Déficit estimado	-	1,9%	-
Exceso estimado (kteps)	3.320	-	7.741
Déficit estimado (kteps)	-	-1.830	-

Fuente: Deloitte/APPA

Las estimaciones de Deloitte/APPA sobre el desarrollo de las EERR en 2020 muestran – dependiendo del grado de ambición del apoyo político – que España puede desviarse hasta un 1,9% en el cumplimiento de su objetivo nacional global del 20% de EERR en el consumo bruto de energía final en 2020 en un escenario tendencial, ello conllevaría la necesidad de recurrir a los mecanismos de cooperación establecidos en la nueva Directiva de EERR (2009/28/CE). Asimismo, en un escenario más optimista se llegaría a sobrepasar en casi un 8% el objetivo nacional de EERR para el 2020 que abriría la posibilidad de exportar –de manera visual (mediante transferencia estadística) o física (mediante proyectos conjuntos)– esos excesos de producción de EERR a otros Estados Miembros con problemas para cumplir sus propios objetivos de EERR, resultando para España unos ingresos adicionales que se podrían destinar a financiar el futuro desarrollo de EERR en España.

- *1.1 ¿Qué procedimientos (nacionales) se deberían establecer para organizar una transferencia estadística o proyecto conjunto (incluidos los órganos responsables y los puntos de contacto)?*
- ⇒ Las Plataformas Tecnológicas Españolas contribuyen a la generación de proyectos conjuntos, en los que se incluyen los órganos responsables y los puntos de contacto.
- ⇒ Para ofrecer a otros Estados Miembros la transferencia estadística, el Gobierno español, una vez disponga de cálculos fiables sobre posibles excedentes en la trayectoria y para el objetivo final de 2020, debería ponerse en contacto con otros Gobiernos que necesiten apoyo para cumplir con sus propios objetivos de energías renovables. Las negociaciones sobre el volumen, el período, los costes etc. deberían comenzar lo antes posible. Asimismo, sería necesario establecer cuanto antes un diálogo entre las Autoridades responsables y los actores económicos para optimizar los sistemas de transferencia estadística así como, en su caso, los flujos transfronterizos de electricidad.

- *1.2 ¿Cómo deberían participar los organismos privados en proyectos conjuntos, tanto con Estados Miembros como con terceros países?*
  - ⇒ A través de la ejecución de proyectos conjuntos de Investigación y Desarrollo I+D entre Agentes públicos y organismos privados, así como su ejecución a nivel europeo entre Estados Miembros, y/o con terceros países.
  
- *1.3 ¿En qué sectores se puede ofrecer el desarrollo del uso de la energía renovable en su territorio para cubrir las necesidades de los proyectos conjuntos? ¿Se ha especificado qué tecnología ha de desarrollarse? ¿Para cuánta capacidad instalada/electricidad o calefacción producida al año?*
  - ⇒ En general todos los sectores renovables (pero mayoritariamente los sectores de energía eólica, fotovoltaica y solar termoeléctrica que son las tecnologías que han mostrado un crecimiento mayor en comparación con las otras tecnologías renovables). Si un proyecto específico se puede atribuir completa o sólo parcialmente al cumplimiento de los objetivos de otros Estados Miembros, se deberá decidir en función del grado de cumplimiento de los objetivos después de evaluar el reparto de los costes en cada caso concreto.
  
- *1.4 ¿Cómo deberían identificarse los emplazamientos para proyectos conjuntos?*
  - ⇒ Con los mismos criterios que para cualquier proyecto de energías renovables.
  
- *1.5 ¿Tiene información sobre el potencial para proyectos conjuntos en otros Estados Miembros o terceros países? ¿En qué sector? ¿Para cuánta capacidad instalada/electricidad o calefacción producida al año?*
  - ⇒ Esa pregunta no es tan relevante para España ya que estamos convencidos que no son necesarios los proyectos conjuntos con otros Estados Miembros o terceros países para el cumplimiento de los objetivos nacionales (de hecho también el Gobierno español, según el borrador del PANER, piensa sobrepasar el objetivo nacional en casi un 3 %). Sin embargo, nos parecería interesante para una futura discusión política en la UE, empezar por la creación de un marco de apoyo común basado en tarifas reguladas/primas mínimas (*Feed-In tariffs*). En ese contexto, el Gobierno español debería evaluar, lo antes posible, cuáles son los prerequisites legales necesarios y establecer al mismo tiempo contactos con otros Estados Miembros para desarrollar y – en función de su caso – acordar Reglamentos comunes.

#### IV. COSTES Y BENEFICIOS ESTIMADOS DE LAS MEDIDAS DE APOYO A LA POLÍTICA DE ENERGÍAS RENOVABLES

- 1.1 ¿Cuál es la previsión para el consumo total de fuentes de energías renovables en ktep?

⇒ Según los cálculos de Deloitte/APPA, el consumo total de fuentes de energías renovables podría alcanzar hasta 30.811 ktep en el 2020 (véase la descripción en el capítulo II.1).

- 1.2 ¿Cuál es la previsión de la reducción de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI)?

⇒ Según un estudio de APPA, elaborado por Deloitte, la reducción de las emisiones de GEI fue de 25,27 Mt CO<sub>2</sub>eq. en el 2008 y en el 2020 podría alcanzar hasta 99,80 Mt CO<sub>2</sub>eq.

#### Emisiones de gases de efecto invernadero evitadas por las renovables – área eléctrica y transporte (año 2020)

emisiones de gases de efecto invernadero evitadas - mill. toneladas de CO <sub>2</sub> eq.	OBJ	TEN	OPT
Gas Natural	51,43	35,75	64,40
Carbón	25,77	17,91	32,26
Fuel/Gas	2,51	1,74	3,14
<b>total área eléctrica</b>	<b>79,70</b>	<b>55,40</b>	<b>99,80</b>

Fuente: Deloitte/APPA

El valor monetario de esas emisiones de GEI evitadas – suponiendo unos precios moderados de derechos de emisión de CO<sub>2</sub> de 20 €/tonelada o bien de 30 €/tonelada, en un escenario con precios más elevados, alcanzaría 1.288 M€ y 1.932 M€ respectivamente en 2020.

#### Ahorro en derechos de emisión de CO<sub>2</sub> derivado de la no emisión de gases de efecto invernadero en 2020 (área eléctrica y carburantes para el transporte)

Ahorro en derechos de emisión de GEI (millones de €)	OBJ	TEN	OPT
Derechos de emisión = 20 €/ ton.	1.029	715	1.288
Derechos de emisión = 30 €/ ton.	1.543	1.072	1.932

Fuente: Deloitte/APPA

- 1.3 ¿Cuál es la previsión de la creación de empleo?

- ⇒ Según un estudio de APPA, elaborado por Deloitte, los puestos de trabajo creados (directos e inducidos) en el sector de las EERR en España en el 2008 sumaron 120.722.
- ⇒ Según un estudio de ISTAS (2008)<sup>19</sup> el número de empleados directos en el sector de energías renovables en España podría llegar hasta 270.788 en el 2020, suponiendo un aumento anual del consumo final de energía del 2%. Con un crecimiento anual del consumo final de energía de un 1%, el resultado, según ISTAS, sería de 228.435 empleos. Según un reciente estudio de la Comisión Europea relativo al impacto de las EERR sobre el crecimiento económico y el empleo (2009) España podría incluso llegar a 320.000 empleados (brutos), aproximadamente, en el sector de EERR en el 2020.<sup>20</sup>
- ⇒ Según estimaciones de la Fundación IDEAS (2009), una conversión del actual sistema energético español a uno basado 100% en energías renovables, llevaría a más de 560.788 empleos directos<sup>21</sup> y 638.083 indirectos en 2050.

- 1.4 ¿Cuál es la previsión de las importaciones evitadas de carburantes fósiles?

- ⇒ Según un estudio de APPA, elaborado por Deloitte, *las importaciones evitadas de carburantes fósiles en el 2008 sumaron 10.082 ktep (2.725 M€). En el 2020 podrían alcanzar hasta 51.108 ktep (20.439 M€), según nivel de precios fósiles estimado.*

66

**Importaciones de combustibles fósiles evitadas en 2020 por las renovables – área eléctrica y transporte (ktep)**

importaciones de combustibles fósiles evitadas - ktep	OBJ	TEN	OPT
Gas Natural	33.508	23.291	41.956
Carbón	6.480	4.504	8.113
Fuel/Gas	829	576	1.038
<b>total aréa eléctrica - 2020</b>	<b>40.817</b>	<b>28.372</b>	<b>51.108</b>

Fuente: Deloitte/APPA

Dada la volatilidad de los precios de los combustibles fósiles, el ejercicio plantea un modelo de precios moderados, con el precio del barril de crudo (Brent) a 100\$ y otro

<sup>19</sup> Véase

<http://www.istas.ccoo.es/descargas/EERR%20y%20Empleo%202007%20INFORME%20EJECUTIVO.pdf>

<sup>20</sup> Véase [http://ec.europa.eu/energy/renewables/studies/doc/renewables/2009\\_employ\\_res\\_report.pdf](http://ec.europa.eu/energy/renewables/studies/doc/renewables/2009_employ_res_report.pdf)

<sup>21</sup> Esta cifra sería aún más alta, si se incluyera el consumo energético no eléctrico, sobre todo en el transporte. Pero por carencia de datos exactos actuales y el poco desarrollo del sector, se ha limitado a evaluar los empleos generados en el sector eléctrico.

Véase [http://www.fundacionideas.es/sites/default/files/Informe\\_Modelo\\_Energetico.pdf](http://www.fundacionideas.es/sites/default/files/Informe_Modelo_Energetico.pdf).

modelo de precios elevados, a 200\$. Por otra parte, se asume que los precios del gas natural y el carbón siguen una trayectoria similar y un tipo de cambio 1,40\$/1€.

**Ahorro derivado de la sustitución de combustibles fósiles por energías renovables en 2020 (área eléctrica y carburantes para transporte)**

Ahorro por sustitución de importaciones de combustibles fósiles (millones de €)	OBJ	TEN	OPT
Precios moderados (2020)	8.162	5.673	10.220
Precios elevados	16.324	11.346	20.439

Fuente: Deloitte/APPA

\* \* \* \*