



Congreso Nacional del Medio Ambiente
Cumbre del Desarrollo Sostenible

GRUPO DE TRABAJO

GT-ER

Retos y perspectivas de las Energías Renovables

Documento Final

Relatores. Comité Técnico

Gonzalo Sáenz de Miera (Iberdrola)
Javier Madurga (Solena-Ecofys)
Luis Crespo (Protermosolar)
Fernando Sánchez Sudón (CENER)
Yves Bannel (Solena)

Coordinador

Juan José Layda Ferrer
Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de Madrid

INTRODUCCIÓN Y PRESENTACIÓN DE LOS TRABAJOS

El informe redactado por este Grupo de Trabajo trata de ofrecer una panorámica actual sobre las energías renovables en nuestro país y plantear los retos de futuro. Bajo el escenario actual de alcanzar el objetivo de un 20% de renovables en el consumo final de energía para el año 2020, parece necesario analizar las implicaciones de los objetivos del Paquete Verde Europeo y tener en cuenta los resultados de las simulaciones a nivel europeo y español que visualizan el potencial realizable. El grado de desarrollo de las diferentes tecnologías de aprovechamiento de las energías renovables es muy variable. Algunas se encuentran en la fase en la que los costes son similares a los de las llamadas fuentes convencionales y otras necesitan importantes desarrollos para alcanzar los umbrales de competitividad. Por esta razón, se ha considerado de interés el realizar un análisis de las tecnologías renovables con implantación significativa en España, haciendo referencia a su situación actual, a sus implicaciones medioambientales y a las necesidades de I+D que requieren fuentes como la eólica, la solar, tanto térmica como fotovoltaica, y la biomasa.

Durante todo este año 2008 los trabajos del **Grupo GT-ER Retos y perspectivas de las energías renovables** han sido realizados y coordinados por un Comité Técnico formado por los relatores de cada uno de los apartados: Gonzalo Sáenz de Miera (Iberdrola), Javier Madurga (Solena-Ecofys), Luis Crespo (Protermosolar), Fernando Sánchez Sudón (CENER) e Yves Bannel (Solena) a quienes debo agradecer su colaboración, dedicación y esfuerzo.

Igualmente queremos agradecer el trabajo y las contribuciones específicas de los demás colaboradores técnicos con sus aportaciones a los documentos, citando entre ellos muy especialmente a Miguel Muñoz (Iberdrola), Cristian Petrick (Ecofys), Maria José Colinet (Agencia de Energía de Andalucía), Margarita de Gregorio (APPA), Elena Cisneros (ASIT), Tomás Díaz (ASIF), Daniel Rodríguez Merlo (Solena), José Luís Martín (Iberdrola), Sergio de Otto (Asociación

Empresarial Eólica), Alfonso Tajuelo (Idom), Luis Díez Vallejo (Serled), Carlos Zapata (Colegio Of. Ingenieros Industriales de Madrid), Jesús de Marcos (COIIM), Juan José Navarro (Gamesa), Juan Carrasco (Ciemat), Mar Fernández Lorente (UGT Aragón), Raquel García Laureano (Fonama Extremadura), Nely Carreras (ciemat) y Marta Seoane (Fundación CONAMA). Todos ellos han aportado sus trabajos y precisiones al documento conjunto y algunos/as han redactado además documentos complementarios que se anexionan al documento principal.

A todos muchas gracias por su dedicación y esfuerzo.

Coordinador: Juan Layda.

Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de Madrid.

00.-RELACIÓN DE MIEMBROS DEL GRUPO DE TRABAJO GT-ER

Relatores. Comité Técnico

Gonzalo Sáenz de Miera (Iberdrola)
Javier Madurga (Solena-Ecofys)
Luis Crespo (Protermosolar)
Fernando Sánchez Sudón (CENER)
Yves Bannel (Solena)

Coordinador

Juan José Layda Ferrer
Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de Madrid

Colaboradores Técnicos

Miguel Muñoz Rodríguez (Iberdrola)
Sergio de Otto (Asociación Empresarial Eólica)
Cristian Petrick (ECOFYS)
María José Colinet (Agencia de Energía de Andalucía)
Margarita de Gregorio (APPA)
Elena Cisneros (ASIT-Solar)
Tomás Díaz (ASIF)
Daniel Rodríguez Merlo (Solena)
Carlos Zapata (Colegio Ingenieros Industriales de Madrid)
Alfonso Tajuelo (IDOM)
Teo López (3i-ingeniería)
Salvador Gracia Navarro (Colegio Ing. Industriales Andalucía Occidental)
Valeriano Ruiz Hernández (ETS Ingeniería. Universidad de Sevilla)
Juan Carrasco (Ciemat)
Luis E. Díez Vallejo (Serled Consultores)
Jesús de Marcos Peñalba (Colegio Ingenieros Industriales de Madrid)
Carlos Gascó (Iberdrola)
Isabel del Olmo (IDAE)
Manuel Menéndez Prieto (Ministerio de Medio Ambiente)
José Luis Martín García (Iberdrola)
Elena Lorenzo (FCC)
Fernando Martínez Riaza (Iberdrola)
Fernando Camarero Rodríguez (Fundación Mapfre)
Nuria del Visón Pavón (CIP Ecosocial)
Andrés Avelino Gutiérrez Pérez (Fundación Infide)
Javier Anta Fernández (ASIF)
Pascual Polo (ASIT-Solar)
Alberto Ceña (Asociación Empresarial Eólica)
Raquel García Laureano (Fonama)
Anna Llovet Baxairas (Cespa)
Carlos Urcelay (Pórtland)
Gabriel Galán (Grupo Cobra)

José Luís Fernández Rocés (Fundación Infide)
José Antonio García Merino (Unión Fenosa)
Josep Manel Esteban Campo (Diputación de Barcelona)
María del Mar Fernández Lorente (UGT-Aragón)
Juan José Navarro (Gamesa)
Manuel Martín Espigares (Colegio de Químicos de Madrid)
Salvador Santiago Páez (Cetef-Csic)
Xavier Noguer Boluda (Endesa Renovables)
José Manuel Guerrero Mantel (UGT-Andalucía)
Marta Seoane Dios (Cofis-Conama)
Jaime Segarra Culilla (Junta AIIM. Comisión de Medio Ambiente)
Pablo León López (Endesa)
Nely Carreras Arroyo (CIEMAT)

ÍNDICE DEL DOCUMENTO GT-ER.

RETOS Y PERSPECTIVAS DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

0. Introducción y presentación de los trabajos 00. Relación de miembros del grupo de trabajo

1. LOS OBJETIVOS 20/20/20

- 1.1. Los objetivos 20/20/20 y las energías renovables
- 1.2. Implicaciones para España
- 1.3. La Importancia de los objetivos 20/20/20 para afrontar los retos europeos
- 1.4. Principales instrumentos presentados para el cumplimiento de objetivos
- 1.5. Principios fundamentales de la estrategia de actuación

2. EL MODELO GREEN-X Y LOS OBJETIVOS 2020

- 2.1. El modelo Green-X
 - 2.1.1. Introducción al modelo
 - 2.1.2. Qué es el modelo Green-X.
 - 2.1.3. Metodología e hipótesis de partida
- 2.2. Resultados del modelo Green-X
 - 2.2.1. Resultados a nivel europeo
 - a) Evolución de la utilización del RES
 - b) Penetración e Implementación por sectores y tecnología
 - c) Impacto económico y medioambiental de los objetivos y políticas RES
 - 2.2.2. Resultados a nivel español
 - 2.2.3. Potencial de las fuentes renovables RES
 - 2.2.4. Más allá del Green-X: Tecnologías emergentes
- 2.3. Conclusiones

3. TECNOLOGÍAS DE APROVECHAMIENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

- 3.1. Introducción descriptiva
- 3.2. Tecnologías con implantación significativa en España (fichas descriptivas)
 - 3.2.1. Energía solar
 - Colectores de agua caliente (ficha 1)
 - Centrales termosolares (ficha 2)
 - Plantas fotovoltaicas (ficha 3)
 - 3.2.2. Energía Eólica:
 - Parques Eólicos (ficha 4)
 - 3.2.3. Energía Hidráulica:
 - Centrales Minihidráulicas (ficha 5)
 - 3.2.4. Biomasa:
 - Plantas de biomasa industriales (eléctricas, térmicas y biogás)(ficha 6)
 -Biogás (ficha 7)
 -Biocombustibles (ficha 8)

.3.3. Aprovechamiento de recursos renovables (fichas descriptivas)

3.3.1 Geotermia

Instalaciones geotérmicas (ficha 9)

3.3.2. Energía del mar

.Instalaciones marinas (ficha 10)

3.4. Tecnologías Emergentes

3.5. Nuevos vectores y soluciones energéticas

4. DESAFÍOS TECNOLÓGICOS DE FUTURO EN LAS ENERGÍAS RENOVABLES

4.1. Introducción a las necesidades de I+D en las energías renovables

4.2. Energía Eólica

a) Necesidades tecnológicas de mejora en la eficiencia de conversión de los aerogeneradores. Diseños avanzados

b) Ensayos y certificación de máquinas y componentes

c) Evolución y predicción de recursos eólicos

4.3. Energía Solar Fotovoltaica

a) Células fotovoltaicas. Tecnologías de silicio

b) Tecnologías para módulos de lámina delgada. Nuevos materiales

c) Otras tecnologías emergentes

d) Instalaciones fotovoltaicas conectadas a red

4.4. Solar Termoeléctrica

a) Desarrollo de concentradores

b) Desarrollo de receptores solares

c) Sistemas de almacenamiento

4.5. Solar Térmica

a) Desarrollo de nuevos captadores

b) Refrigeración solar

c) Aplicaciones industriales

4.6. Biomasa y Biocarburantes

a) Producción de materia prima para aplicaciones energéticas

b) Procesos avanzados de conversión termoquímica

c) Desarrollo de biocarburantes de segunda generación

d) Integración y uso final.

5. EJEMPLOS PRÁCTICOS DE TECNOLOGÍAS EMERGENTES EN EL UMBRAL DE SU COMERCIALIZACIÓN

5.1. Nuevos Vectores para el Transporte:

5.1.1. Coches eléctricos

5.1.2. Hidrógeno y pilas de combustible

5.2. Gasificación por Plasma y carburantes de 2ª generación.

Flexibilidad para tratar todo tipo de material orgánico y/o de biomasa y variedad de productos.

ANEXOS

APORTACIONES COMPLEMENTARIAS DE MIEMBROS DEL GRUPO DE TRABAJO

A1. Complementos necesarios para fortalecer la introducción de las energías renovables en los sistemas energéticos. Juan José Navarro Gómez

A2. Perspectivas de la energía eólica OffShore. Alfonso Tajuelo

A3. Las energías renovables como herramienta de desarrollo sostenible. Raquel García Laureano

A4. Las energías renovables y el empleo. María del Mar Fernández Lorente

CAPÍTULO 1

LOS OBJETIVOS 20/20/20 Y LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Gonzalo Sáenz de Miera

1.1. LOS OBJETIVOS 20/20/20 Y LAS ENERGÍAS RENOVABLES

En enero de 2007, la Comisión Europea afianzó su liderazgo mundial en materia de cambio climático al proponer un paquete de objetivos sobre emisiones, energías renovables y eficiencia energética (COM (2008) 30 final de 23.01.2008 y COM (2006) 105 final de 8.03.2006). Todos estos objetivos, cuyo fin último es limitar el calentamiento mundial a dos grados centígrados, muestran una fuerte interrelación, por lo que su cumplimiento requiere una estrategia integrada de actuación para todos ellos.

El compromiso de reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) consiste en reducir de forma independiente las emisiones al menos un 20% para 2020 en toda la UE en comparación con los niveles registrados en 1990 y alcanzar el 30% de reducción, si se alcanza un acuerdo global sobre cambio climático. Este objetivo va de la mano del objetivo obligatorio de la UE de conseguir que un 20% del consumo final de energía se cubra a partir de energías renovables en 2020, incluido un objetivo de utilización del 10% de energías renovables en el sector transporte, y que la eficiencia energética mejore un 20% en ese mismo periodo.

Para alcanzar una distribución del objetivo global de participación de renovables por Estado Miembro (EEMM) se ha tenido en cuenta la renta per cápita de cada uno, de forma que la mitad del esfuerzo adicional de renovables se modula en función del PIB per cápita, teniendo en cuenta el punto de partida de cada país. Dicho objetivo se traslada a cada EEMM estableciendo objetivos indicativos bianuales para el periodo 2011-2018, así como otro objetivo, éste vinculante, para el 2020. La trayectoria indicativa de objetivos intermedios estará contenida en los planes de acción nacionales, que deberán elaborar los EEMM indicando los instrumentos y medios con los que alcanzarán dichos objetivos.

Una novedad fundamental en el nuevo esquema de objetivos de energías renovables es la introducción explícita, en los principios de la nueva Directiva, del respeto a la relación coste-eficacia. Es decir, no sólo se pretende alcanzar el objetivo de renovables (eficacia), sino que se tiene que hacer al mínimo coste (principio de eficiencia). Junto a esto, el hecho de que se hayan impuesto objetivos vinculantes se constituye como un elemento de seguridad para los inversores, muy necesario para el desarrollo de este tipo de tecnologías.

El cumplimiento de estos objetivos no será posible sin la plena implicación de todos los EEMM, cada uno de los cuales asumirá un esfuerzo, atendiendo a criterios de equidad, de forma que aquellos países que tienen un menor nivel de renta per cápita afrontan un objetivo menos exigente que aquellos que han alcanzado un mayor grado de desarrollo económico.

La importancia de estos objetivos radica fundamentalmente en el efecto catalizador sobre la acción internacional en materia de cambio climático. El establecimiento de estos objetivos ha servido, sin duda, para que la comunidad internacional haya empezado a plantearse una serie de objetivos vinculantes. Algo que, sin el liderazgo europeo, no habría ocurrido. El planteamiento que ha mantenido la Comisión, tanto a la hora de fijar los objetivos como en el diseño de los instrumentos, supone un enfoque respetuoso con el clima, los ciudadanos y el sector industrial, y compatible asimismo con el mantenimiento del empleo y el crecimiento.

1.2. IMPLICACIONES PARA ESPAÑA

En el caso particular de España, nuestro país tendrá que reducir sus emisiones en 2020 un 14% frente a 2005. Este esfuerzo de reducción de emisiones se repartirá entre los sectores incluidos dentro de la Directiva de Comercio de Derechos de Emisión y los sectores difusos, principalmente el sector transporte y edificación. Los primeros estarán sometidos al techo europeo de emisiones que marque la Comisión Europea y que posteriormente se distribuirá por EEMM, que supondrá un objetivo de reducción del 21% para los sectores industriales y energéticos. Por su parte, los difusos tendrán que reducir sus emisiones un 10% en ese periodo. Las ganancias de eficiencia

energética asumidas por España para 2020 son intrínsecamente del 20% sobre su escenario tendencial.

En cuanto a energías renovables, teniendo en cuenta nuestro grado de implantación de energías renovables y nuestra renta per cápita, se ha establecido el objetivo de alcanzar el 20% de su consumo final de energía a partir de estas fuentes. Para ello, el sector eléctrico deberá acabar llevando a cabo en 2020 un 40% de su producción con tecnologías renovables y, el sector transporte, tendrá que hacer frente a un 10% de su consumo de energía con energías renovables.

Estos objetivos de renovables serán asumibles por nuestro país, siempre y cuando la regulación dote de los incentivos adecuados al desarrollo de estas tecnologías. Hasta la actualidad, el sistema de primas por tecnología, ha convertido a España en un modelo de éxito a seguir en cuanto a implantación de renovables. Para continuar esta tendencia, se deberá establecer un marco regulatorio estable y que fije una senda retributiva predecible y suficiente para el desarrollo de las tecnologías más incipientes.

1.3. LA IMPORTANCIA DE LOS OBJETIVOS 20/20/20 PARA AFRONTAR LOS RETOS EUROPEOS

Los objetivos del paquete verde deben entenderse como una oportunidad para hacer frente a los retos económicos, medioambientales, y de política energética que se le presentan al conjunto de la UE.

En términos económicos, la transición hacia una economía baja en carbono a través de la mayor participación de las energías renovables y de las ganancias de eficiencia energética se traslada a mejoras en la competitividad de nuestra economía, pues se reduce el consumo de combustibles fósiles y, dado que la UE depende en un 50% del exterior para cubrir sus necesidades energéticas, también se reducen las importaciones de éstos. Algo muy importante en un contexto como el actual en el que los precios del petróleo se sitúan en niveles muy elevados. Si se mantiene el comportamiento actual, de aquí a 2030 la demanda mundial de energía habrá aumentado en un 50 %, lo que introduciría fuertes presiones alcistas en los precios internacionales de la energía, poniendo en peligro la estabilidad del sistema económico internacional. Aún en un escenario conservador de precios del petróleo, la Comisión Europea estimaba en la evaluación del impacto de los objetivos sobre cambio climático y renovables, que su consecución permitiría disminuir las importaciones de gas y petróleo en 50.000 millones de euros de aquí a 2020.

El análisis de la experiencia europea no sólo muestra un fuerte impulso a la actividad industrial y la creación de valor añadido para la economía, también se aprecia una tendencia creciente de generación de empleo de calidad y con unos requerimientos de formación por encima de la media de la economía. En España, según un informe de ISTAS el sector de las renovables generaba 188.682 empleos directos e indirectos en 2007, la mayor parte proveniente del sector eólico (37% del total). En cuanto a la calidad del empleo, los datos por perfiles de contratación muestran un predominio de la contratación con carácter indefinido así como una elevada cualificación profesional de las plantillas, con más de un 50% de total de la plantilla ostentando titulaciones medias o superiores.

Desde el punto de vista medioambiental, un escenario de emisiones de GEI *“business as usual”* provocará un crecimiento de las emisiones del 60% para 2030, lo que haría prácticamente imposible limitar el incremento de temperatura a dos grados para finales de siglo. Ello agravaría los problemas medioambientales que ya están en marcha, tales como: la disminución de los recursos hídricos y la regresión de la costa, las pérdidas de la biodiversidad y los aumentos en los procesos de erosión del suelo. Así mismo, se provocarían serios impactos en diversos sectores

económicos y sociales, como el sector turismo, sanitario, etc... Dentro de este contexto, es necesario tener en cuenta que, España, por su situación geográfica y sus características socioeconómicas, es un país muy vulnerable al cambio climático, como se viene poniendo de manifiesto en los más recientes análisis e investigaciones.

Otra de las grandes virtudes de la apuesta por los objetivos 20/20/20 consiste en la mejora de la seguridad energética, derivada del aumento de la producción autóctona renovable y de la reducción del consumo de energía por la mayor eficiencia. En este sentido, nuestro país es especialmente vulnerable. España depende en un 80% del exterior para cubrir sus necesidades energéticas e importa la práctica totalidad del petróleo y gas que consume. Ello nos hace vulnerables en términos energéticos, al estar sometidos a la volatilidad de los precios internacionales de la energía y a una eventual interrupción en el suministro, y en términos económicos, por el deterioro de nuestro déficit por cuenta corriente.

Para alcanzar estos objetivos, los ciudadanos europeos tendremos que asumir algunos costes. Sin embargo, este coste es muy bajo cuando se compara con la gran oportunidad económica para Europa que representa un nuevo modelo económico sostenible. En términos generales, el valor del sector energético mundial de baja emisión de carbono podría llegar a alcanzar 3 billones de dólares anuales de aquí a 2050, y podría emplear a más de 25 millones de personas. Tan sólo el mercado mundial del carbono, en el que el régimen europeo de comercio de derechos de emisión ha sido pionero, ya supone 20.000 millones de euros al año y de aquí a 2030 su volumen podría ser veinte veces mayor.

Así pues, la configuración de una economía con bajos índices de emisión de carbono ofrece la posibilidad de crear miles de actividades empresariales, cientos de miles de puestos de trabajo y un amplio mercado de exportación en el que Europa puede convertirse en líder mundial.

En el fondo, todos los análisis de prospectiva energética o medioambiental, incluido el de la Comisión Europea, consideran que la Europa de 2020 o 2050 será diferente a la actual. Se irá reduciendo progresivamente la participación de las energías fósiles al tiempo que se incrementa la de las energías renovables, todo ello en un contexto de crecientes ganancias de eficiencia. Incluso, algunos estudios señalan que si se consiguiera mantener un crecimiento interanual de las energías renovables del 8%, acompañado de cierto grado de reducción anual del consumo de energía primaria, las energías renovables podrían sustituir totalmente a las fósiles antes de 2050.

1.4. PRINCIPALES INSTRUMENTOS PRESENTADOS PARA EL CUMPLIMIENTO DE OBJETIVOS

El principal instrumento consiste en trasladar a los precios en Europa la totalidad de los costes medioambientales en los que se incurre por la actividad productiva. Unos niveles de precios que internalicen dichos costes permitirán, por un lado, lanzar las señales adecuadas para el fomento de las inversiones limpias y, por otro, trasladar al consumidor la percepción de que la energía es un bien escaso, lo que incentivará un consumo eficiente y mejoras en la gestión de la demanda.

Junto a esto, es necesario un marco de apoyo en materia de renovables, que no sólo busque alcanzar los objetivos planteados, sino que también tenga como meta alcanzarlos al mínimo coste, es decir, de forma eficiente. Para ello se han propuesto mecanismos de flexibilidad que permitan que el mayor desarrollo de la producción renovable se lleve a cabo en aquellos países con mayor potencial y menores costes de producción. En este sentido, la propuesta inicial de **Directiva de Renovables** de la Comisión establecía un sistema de Garantías de Origen con las siguientes características:

- Se permite a los productores de energías renovables solicitar una Garantía de Origen (GdO) de su producción. Dicha GdO será válida en toda la UE.

- Se crea un comercio comunitario de GdO. En dicho comercio se transfieren sólo los GdO generados por instalaciones posteriores a la aprobación de la Directiva.
- Con objeto de cumplir con sus objetivos, los EEMM podrán, bien instaurar esquemas nacionales de apoyo (como las primas) o trasladar su obligación a los productores, suministradores o clientes de energía, de forma que sean éstos los que demanden las GdO. Con esta propuesta, la Comisión situaba como principal impulsor de los objetivos de renovables el mercado de GdOs, lo que en el medio plazo conduciría a la armonización de todos los marcos nacionales de apoyo en un solo mercado de GdOs. Ello introduciría problemas de eficacia y eficiencia. Hasta ahora los sistemas de apoyo nacionales, especialmente aquellos basados en primas, han sido muy útiles para alcanzar los objetivos planteados en materia de renovables, por lo que un cambio de paradigma introduciría una prima de riesgo que incrementaría los costes de estas tecnologías, dificultaría el desarrollo de inversiones y, por tanto, habría una alta probabilidad de no alcanzar objetivos.

Se puede introducir flexibilidad en el cumplimiento de los objetivos sin necesidad de acabar con los sistemas nacionales de apoyo. Existen varias alternativas para introducir flexibilidad y permitir a los países con menores posibilidades de desarrollo de renovables alcanzar su objetivo al mínimo coste. Se podrían mantener los sistemas nacionales de apoyo, estableciendo como mecanismo complementario el mercado europeo de GdOs. Reino Unido, Alemania y Polonia han realizado recientemente una propuesta muy interesante. Consistiría en mantener los sistemas nacionales al tiempo que se les permitiría a los EEMM realizar transferencias estadísticas de producción renovables, establecer acuerdos para desarrollar proyectos conjuntos de producción renovable, y agrupar objetivos para un determinado conjunto de países. Estas dos propuestas otorgan flexibilidad a los países, incentivan a los EEMM con potencial renovable a superar sus objetivos y reducen incertidumbre para inversiones en otros países y tramitaciones administrativas del comercio de GdO.

En definitiva, las propuestas normativas que inicialmente lanzó la Comisión para la consecución de los objetivos 20/20/20 son adecuadas aún cuando requieren algunas matizaciones que refuercen los principios de eficacia y eficiencia.

1.5. PRINCIPIOS FUNDAMENTALES DE LA ESTRATEGIA DE ACTUACIÓN

En términos generales, el reto que supone el cumplimiento de los objetivos 20/20/20 exige que los instrumentos planteados para alcanzarlos cumplan determinados principios básicos.

En primer lugar, se debe establecer una **relación coste-eficacia** de las medidas, ya que la realización de los objetivos acordados tiene consecuencias significativas sobre la economía en su conjunto. Este principio es especialmente importante a la hora de diseñar los principios que marquen los apoyos necesarios para impulsar las renovables a lo largo de todos los EEMM. Así, la propuesta de Directiva de Renovables tendrá que seguir perfilando este aspecto para minimizar el coste de alcanzar el objetivo.

En segundo lugar, los instrumentos deben mantener un equilibrio entre la **flexibilidad** y el principio de **subsidiariedad**, ya que los EEMM parten de diferentes circunstancias nacionales, como el crecimiento del PIB, la estructura productiva, etc. Estas consideraciones, junto a consideraciones de **equidad**, han sido tenidas en cuenta a la hora de distribuir entre EEMM los objetivos de reducción de emisiones y de participación de renovables. También deberá tenerse en cuenta el equilibrio entre subsidiariedad y flexibilidad a la hora de permitir a los EEMM mantener los estímulos a la producción renovable que les han resultado adecuados históricamente.

En este sentido, la propuesta inicial de Directiva de Renovables, presentada por la Comisión, atenta contra el principio de subsidiariedad y flexibilidad al introducir como instrumento fundamental de apoyo a las energías renovables el Mercado de Garantías de Origen, negociables a escala europea. Si la propuesta saliera adelante, conduciría en el medio plazo a la armonización de todos los marcos nacionales de apoyo en un solo mercado de GdO. La mayor incertidumbre generada por este nuevo sistema introduciría mayores primas de riesgo para los proyectos renovables y, por tanto, mayores costes, lo que dificultaría la consecución de los objetivos.

En tercer lugar, los instrumentos políticos propuestos deben garantizar la **competencia leal entre las industrias comunitarias** dentro del mercado interior. En este sentido, la armonización de criterios y el establecimiento de un techo único de emisiones para los sectores incluidos en la Directiva de Comercio de Derechos de Emisión eliminan distorsiones que existían en el mercado de emisiones derivadas de las decisiones de cada EEMM e introduce transparencia en el funcionamiento del mercado.

Por último, será necesario implementar instrumentos que fomenten la **competitividad e innovación**, especialmente en aquellos sectores con un uso intensivo de la energía, especialmente expuestos a la competencia internacional.

CAPÍTULO 2

EI MODELO GREEN-X Y LOS OBJETIVOS 2020

Javier Madurga y Cristian Petrick

Objetivos 2020: Cómo se pueden cumplir y qué potencial existe

2.1. El modelo Green-X

2.1.1. Introducción

Los datos e información expuestos en este capítulo están basados en el documento “**20% RES by 2020 – a balanced scenario to meet Europe’s renewable energy target**”, trabajo realizado por el Energy Economics Group (“EEG”) de la Universidad Tecnológica de Viena, en colaboración con el Instituto Fraunhofer de Karlsruhe, dentro del proyecto *futures-e*.

El objetivo de este capítulo es el de presentar la evolución de la penetración de las fuentes de energía renovable (“RES”) que será necesaria para que Europa, y en concreto España, pueda cumplir con los objetivos marcados por el Consejo Europeo en el acuerdo tomado en marzo de 2007: que un 20% del consumo final de energía (según la redefinición del objetivo) en Europa en el año 2020 sea cubierto por RES. El objetivo de este capítulo no es solo mostrar bajo qué escenario equilibrado la Unión Europea y España llegarán a cumplir su objetivo, sino, también, presentar cuál es el potencial de estas fuentes de energía que podría ser alcanzado a medio plazo.

Las proyecciones y escenarios descritos en este capítulo han sido elaborados por el modelo Green-X, que ya fuera utilizado para realizar el Estudio de Impacto de la Hoja de Ruta de Energía Renovable de la UE. Los nuevos escenarios elaborados por Green-X son esencialmente una actualización del Escenario Equilibrado de aquel estudio de impacto, pero incorporando las siguientes actualizaciones:

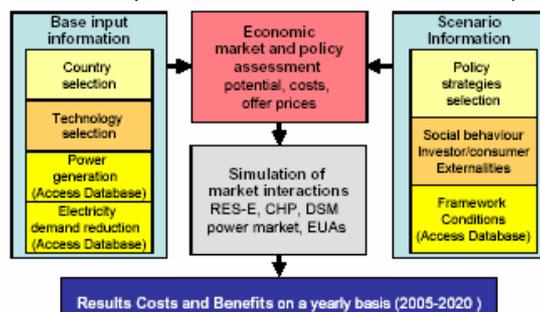
- Extensión del alcance geográfico a la EU-27 (desde EU-25)
- La incorporación del objetivo acordado de que el 10% del consumo de gasolina y diesel sea cubierto por biocombustibles
- La modificación de la definición del objetivo- es decir el 20% del consumo final de energía (frente al 20% de la demanda de energía primaria definida inicialmente)
- Actualizaciones del nivel de penetración actual de RES (a 2005), así como actualizaciones de los patrones de demanda energética.

2.1.2. ¿Qué es el modelo Green-X?

El modelo Green-X fue diseñado por el EEG de la Universidad Tecnológica de Viena dentro de un proyecto europeo para evaluar las estrategias óptimas de promoción de las fuentes de energía renovables. Es un modelo complejo que permite un análisis cuantitativo y comparativo de las interacciones entre RES, las fuentes de energía convencionales, la cogeneración, las actividades de gestión de la demanda y de reducción de emisiones, tanto en la UE como conjunto, así como en cada Estado Miembro de la UE. El modelo pronostica la implantación de las RES bajo distintos escenarios en función de los instrumentos de política energética utilizados, la disponibilidad de recursos y tecnologías energéticas, y la evolución de los precios de la energía, la tecnología, y los recursos.

El modelo Green-X funciona equilibrando la oferta y la demanda de las fuentes y vectores de energía. La Demanda la establece el “Energy Outlook” de la UE. La oferta se construye a partir de una curva de coste-recurso estática que describe la relación entre los potenciales disponibles y el coste de utilización de esos potenciales, y otra curva dinámica correspondiente a la evolución de parámetros como el cambio tecnológico y otras barreras a la implementación de las distintas tecnologías. Los distintos componentes del modelo Green-X para el sector eléctrico, por ejemplo, están esquematizados en el siguiente diagrama:

Diagrama 1 – Componentes del Modelo Green-X (sector eléctrico)



2.1.3. Metodología e Hipótesis de Partida del Modelo Green-X

La principal hipótesis de partida para los cálculos del modelo Green-X es que todos los Estados Miembros de la UE aplican inmediatamente (es decir desde 2008 en adelante) políticas eficientes y efectivas de apoyo a RES, estableciendo incentivos a nivel de las distintas tecnologías, acompañadas de fuertes medidas de eficiencia energética para reducir el crecimiento de demanda energética según se proyecta en el “escenario de eficiencia” del modelo PRIMES de la Comisión Europea.

Los resultados sobre el coste total para cumplir el objetivo del 20% de RES para el año 2020 se presentan en términos de coste de generación adicional – es decir, el coste total de generación por producción energética, menos el coste de referencia de producción por producción unitaria.

Las hipótesis de partida del modelo Green-X se describen a continuación:

- **Demanda Energética:** basada en el modelo PRIMES en el “escenario de eficiencia”:

Tabla 1: Demanda Energética

Parámetro (en TWh/año)	2005	2010	2020
Demanda eléctrica bruta	3.287	3.563	3.527
Demanda combustibles de transporte	4.133	4.461	4.159
Demanda de calor (calefacción, etc.)	6.830	7.007	5.975
Total Demanda de Consumo Final de Energía	14.250	15.031	13.661
Demanda de Energía Primaria	21.067	21.596	19.761

- **Portfolio de Producción Convencional:** la cuota de mercado de las distintas tecnologías de conversión energética en cada sector han sido basadas en las proyecciones del modelo PRIMES, específico para cada país. Dado que es difícil estimar qué plantas de generación a partir de combustibles fósiles serán reemplazadas en el futuro por RES, si se asume que el “mix” relativo de generación convencional no se ve afectado, se puede expresar la energía primaria fósil evitada en unidades de carbón o gas reemplazadas.
- **Precios de referencia de energía y combustibles fósiles:** El modelo Green-X ha tomado las hipótesis de precio aportadas por el “EU Energy Outlook” publicado en 2006. Es notable que los precios de los principales combustibles fósiles difieren considerablemente de los precios de mercado actuales y las previsiones de futuro de algunos analistas. Los precios de energía primaria (en US\$ por barril de petróleo equivalente (boe) utilizados por Green-X son:

Tabla 2: Precios de Referencia de Combustibles Fósiles

Línea Base (en US\$/boe)	2005	2010	2015	2020
Petróleo	54,00	44,59	44,95	48,08
Gas Natural	30,31	33,86	34,22	36,99
Carbón	13,32	12,53	13,38	14,10

Los precios de referencia para el sector eléctrico se han tomado del modelo Green-X. Basándose en los precios de la energía primaria, el coste de las emisiones de CO₂ y el sector eléctrico específico de cada país, el modelo Green-X determina el precio de referencia de la electricidad específico de cada país en el periodo 2006 – 2020. Lo mismo ocurre con los precios de referencia de los sectores de calor y transporte. Los precios europeos medios de referencia son:

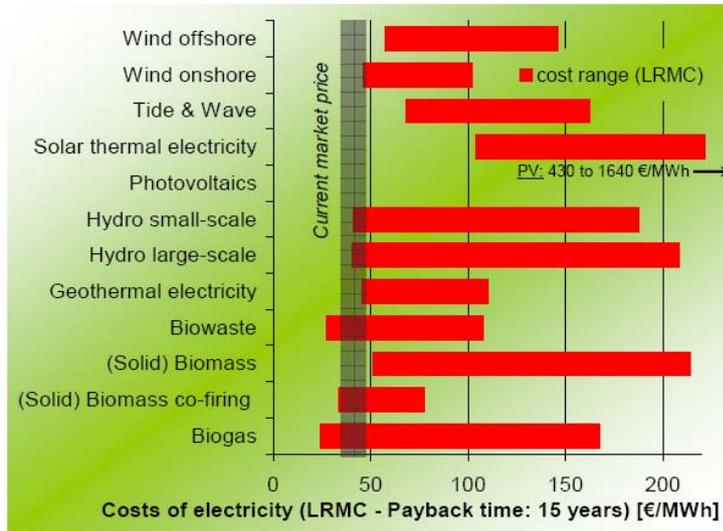
Tabla 3: Precios de Referencia de la Energía

Precio Ref. (en €/MWh de producción)	2005	2010	2015	2020
Precio Electricidad	52.1	54.9	49.6	48.6
Precio Calor (en Red)	28.3	29.3	30.3	30.6
Precio Calor (no – Red)	50.5	51.2	51.6	53.0
Precio de Combustible Transporte	42	40.1	37.8	41

- **Precio de Emisión de CO₂:** el modelo Green-X fija exógenamente el precio de los créditos de emisiones de CO₂ en €/tonelada. El modelo asume que los costes de emisión de CO₂ se repercuten en los precios de electricidad.
- **Potencial de RES:** Para estimar la base de recursos RES disponible en Europa y por país, el modelo Green-X ha utilizado los datos recopilados en el estudio FORRES 2020. Dentro del modelo los potenciales de oferta por cada tecnología y cada sector, individualizado por país, han sido descritos en detalle. El potencial de oferta energética por cada tecnología y país se analiza a través de unas *curvas dinámicas de coste-recurso* que se caracterizan por el hecho que tanto los costes como el potencial de generación eléctrica y reducción de demanda cambia cada año.
- **Coste de RES:** los parámetros del desarrollo a largo plazo de los costes de RES se basan en el estudio FORRES 2020. Los costes se adaptan dentro del programa según curvas de aprendizaje específicas a cada tecnología. La excepción a esta norma es el desarrollo de costes para opciones de RES más novedosas como la energía solar térmica, la mareomotriz, etc., para los que se han utilizado proyecciones de costes de expertos. El modelo Green-X no utiliza costes medios por tecnología, sino que utiliza bandas de costes por tecnología que resumen el rango de emplazamientos de producción que pueden ser descritos por factores de costes similares. Cada tecnología tiene un mínimo de 6 a 10 bandas de costes especificadas por cada país. Por ejemplo, en el caso de la biomasa por lo menos 50 bandas de coste han sido especificadas por cada país y año de la proyección.

Las condiciones económicas de las distintas tecnologías RES se basan en especificidades económicas y técnicas, que varían de país a país. El Diagrama 2 muestra los “anchos de banda” típicos, estimados para el 2006, del coste marginal de generación a largo plazo (un parámetro que resulta fundamental para tomar la decisión sobre si construir una nueva planta o no) para las tecnologías renovables del sector eléctrico (RES-E) para los países de la UE.

Diagrama 2: Bandas de Coste Típicas en la UE para RES-E



El modelo Green-X contiene bandas de coste similares para el sector de calor (RES-H) y de combustibles de transporte (RES-T).

2.2. Resultados del Modelo Green-X

2.2.1. Resultados a nivel europeo

La modelización del *escenario equilibrado* con el que la UE alcanzaría los objetivos comprometidos de utilización de RES para el año 2020, y basado en las hipótesis de partida descritas en la sección 1 de este Capítulo, ofrecen los siguientes resultados:

a.- Evolución de la Utilización de RES

Diagrama 3: Evolución de las RES hasta 2020 en términos de Energía Primaria (convención Eurostat) (Unidades: Millones toneladas de petróleo equivalente / Mtoe) (Fuente: 1)

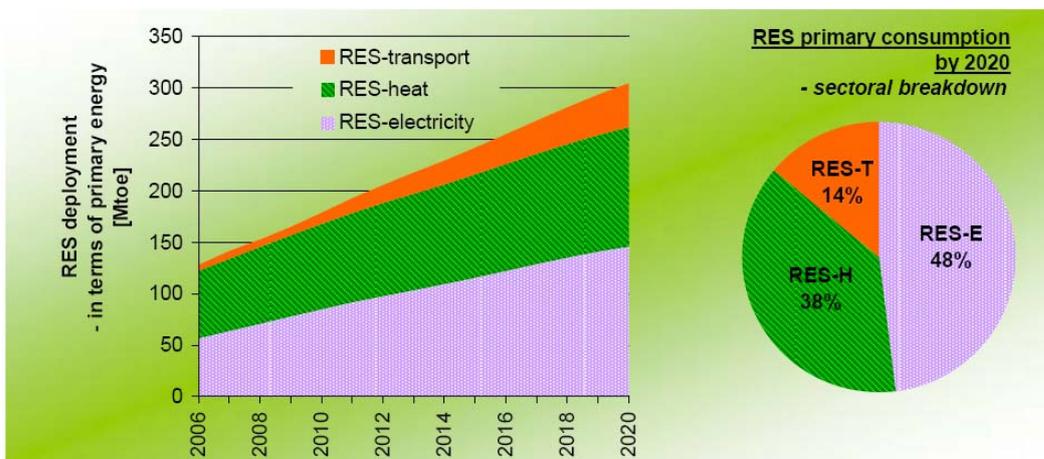
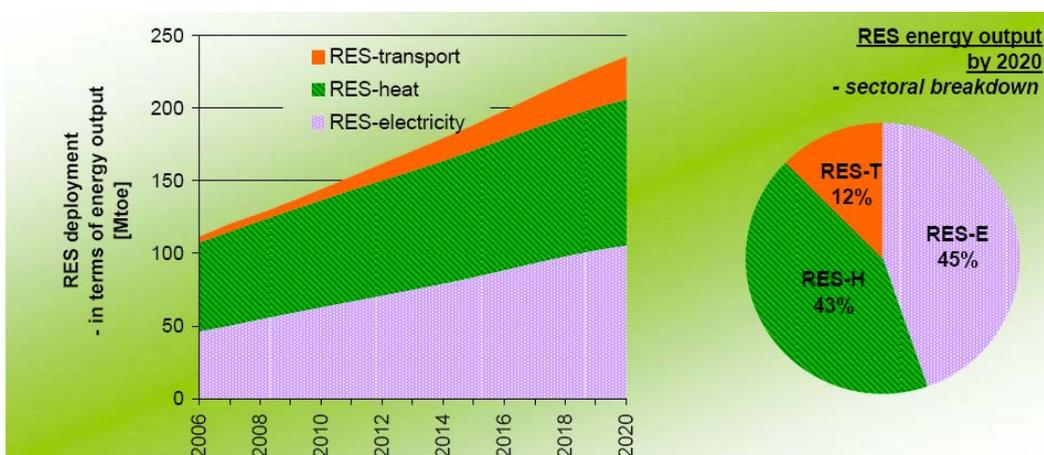


Diagrama 4: Evolución de las RES hasta 2020 en términos de Consumo Final de Energía (Unidades: Millones toneladas de petróleo equivalente / Mtoe) (Fuente: 1)



El Diagrama 3 muestra que para cumplir los objetivos, se requerirá prácticamente triplicar el uso de RES en términos de energía primaria hasta las 305 Mtoe en 2020. En cuanto a la contribución sectorial, el sector renovable eléctrico (RES-E) es el que más contribuiría en el empleo de RES, representando en 2020 un 48% del uso de RES en términos de energía primaria, para lo que necesitaría multiplicar su penetración en más del doble. El Diagrama 4 muestra asimismo la evolución de la utilización de RES en términos del consumo final de energía, mostrando como de las 105 Mtoe actuales de consumo final de energía suministrado por RES, se deberá llegar hasta 235.5 Mtoe para 2020. El patrón de evolución es muy similar al del Diagrama 3.

Si ponemos los datos subyacentes del Diagrama 4 en el contexto de las cuotas de mercado de las RES respecto al consumo final de energía en cada sector, vemos cual es el desafío al que nos enfrentamos:

Tabla 4: Evolución de Cuotas de Mercado de RES

Cuota de Mercado de las RES (%)	2006	2010	2020
Cuota RES-E sobre Demanda de Electricidad	16%	21%	35%
Cuota RES-H sobre Demanda de Calor	10%	12%	20%
Cuota RES-T sobre Demanda Carburantes	1%	2%	8%
Cuota RES sobre Consumo Final de Energía	9%	11%	20%
Cuota RES sobre Demanda Energía Primaria	7%	10%	18%

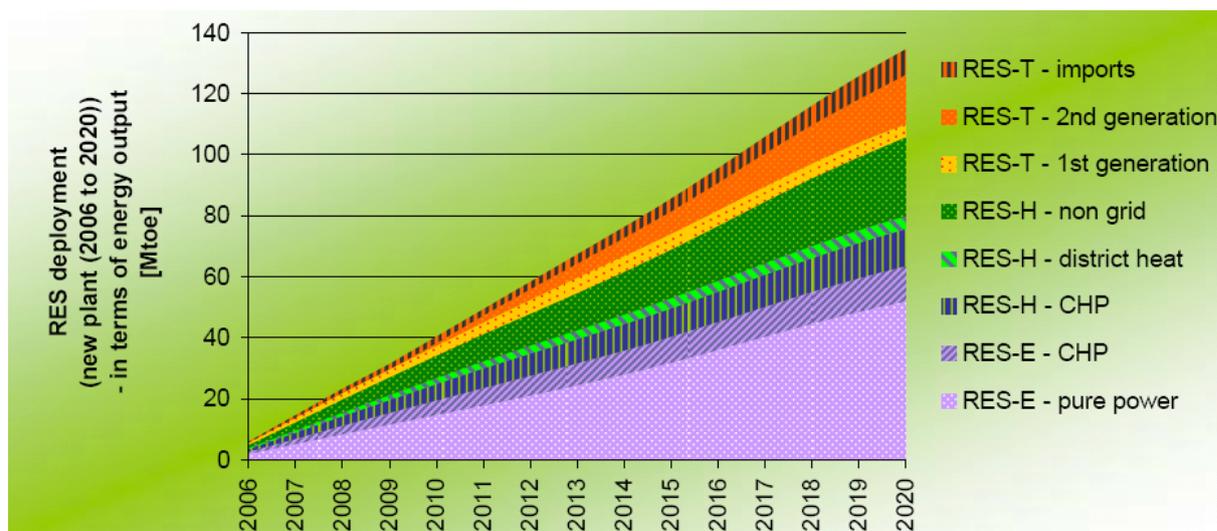
El sector renovable eléctrico (RES-E) deberá multiplicar su implantación en términos absolutos, así como su cuota de mercado, en más del doble. Por su parte el sector renovable del calor (RES-H) deberá doblar su aportación absoluta y relativa. En términos relativos, el desafío más importante es el de los biocombustibles (RES-T), que deberá multiplicar su cuota de mercado por

8 hasta llegar al 8% del consumo final de carburantes en 2020, si bien esa penetración se mantiene prácticamente plana hasta 2010 -2011, acelerándose a partir de 2012.

(Nota: Este 8% del mercado total de carburantes, representa el 10% del mercado de diesel y gasolina, tal y como estipulan los objetivos europeos, ya que el diesel y la gasolina representan el 83% de la demanda total de carburantes).

b.- Penetración e Implementación por Sectores y Tecnología

Diagrama 5: Implementación de Nuevas RES (instaladas entre 2006 y 2020) (Fuente: 1)

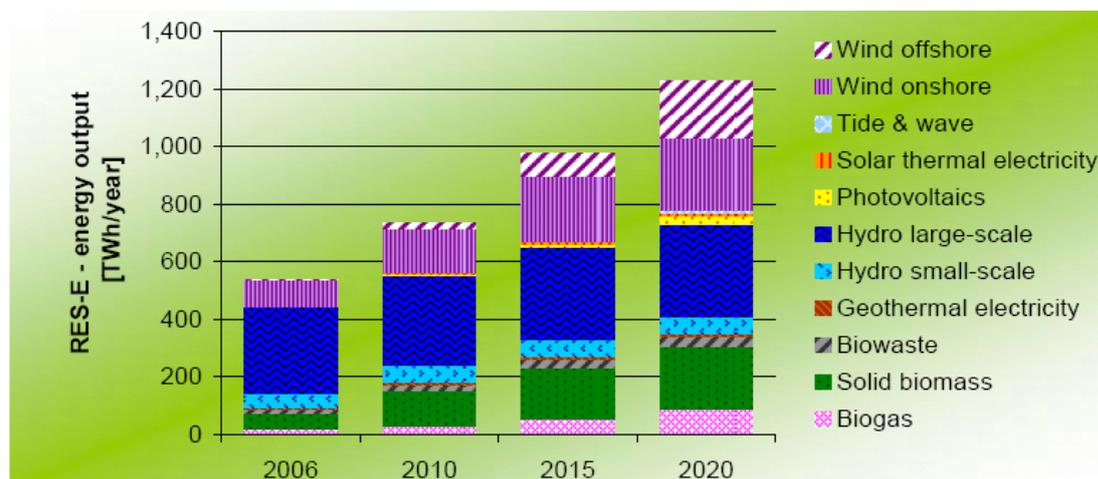


El Diagrama 5 muestra la implementación de Nuevas RES (nuevas instalaciones entre 2006 y 2020) en términos de producción de energía. Para llegar al objetivo del 20%, grandes aumentos de producción son necesarios en cada sector. Los resultados del modelo Green-X muestra como la utilización de medidas pro-activas de apoyo a las RES estimularán los mercados de RES prácticamente de manera igual a través de los distintos sectores. La mayor contribución en términos de producción energética, así como de energía primaria, es el proyectado para el sector eléctrico (RES-E), especialmente el de las instalaciones que solo producen electricidad, que aportan un 38% de la producción energética de las nuevas instalaciones de RES entre 2006 y 2020, si bien no hay que desmerecer la contribución de la cogeneración (RES-H-CHP y RES-E-CHP) que aportan un 18% de la producción energética de las nuevas instalaciones a partir de RES.

El Diagrama 5 permite comprender la proyección de penetración de los combustibles a la que se hacía referencia anteriormente, plana al inicio y acelerada después. A partir de 2011 - 2012, los biocombustibles de segunda generación, como los combustibles de origen lignocelulósico y los combustibles sintéticos (“Biomass to Liquids” o “BtL”), aceleran su implementación debido a la madurez proyectada de sus tecnologías de producción. En cambio, los biocombustibles autóctonos de primera generación aumentan su contribución ligeramente pero permanece plana (incluso llegando a decrecer) durante el periodo proyectado, seguramente debido a los límites geográficos y económicos de la oferta de materia prima autóctona europea. Por el contrario, las importaciones de biocombustibles aumentan, seguramente debido a que los países emergentes donde se encuentran las materias primas utilizadas para la producción de biocombustibles de

primera generación (aceites vegetales como la soja, palma, etc.) aumentarán la producción en origen del producto final.

Diagrama 6: Generación Eléctrica Renovable (RES-E) en la Unión Europea (EU-27)



El Diagrama 6 muestra la evolución proyectada por Green-X del sector eléctrico renovable. Si excluimos la energía hidroeléctrica a gran escala, la tecnología que aporta más al RES-E a día de hoy es la energía eólica en tierra (“wind onshore”), que mantiene su papel pre-eminente a lo largo de la proyección, si bien el mayor crecimiento de lo aporta la eólica instalada mar adentro (“wind offshore”) que pasa de los insignificantes 4 TWh en 2006 hasta 195 TWh en 2020. Es notable también el aumento de la contribución de la biomasa sólida, creciendo de los 57 TWh en 2006 hasta los 217 TWh proyectados para 2020. Hay que reseñar que Green-X proyecta que casi toda esta implementación de biomasa sólida se hará a partir de tecnologías maduras hoy en día para el aprovechamiento energético de la biomasa, y no tanto de tecnologías emergentes que podrían aumentar ese potencial considerablemente (ver sección 2.4).

c.- Impacto Económico y Medioambiental de los Objetivos y Políticas RES

Si bien es importante conocer la factibilidad de los Objetivos, e intentar predecir los patrones de penetración y evolución de las RES, es igualmente importante conocer qué impacto tendría esta evolución y penetración en tres parámetros claves del abastecimiento energético europeo: (I) el impacto sobre la reducción de emisiones de CO₂, (II) la mejora en la seguridad de abastecimiento energético, y (III) el impacto económico y financiero del escenario modelizado por Green-X.

La implantación *adicional* de RES en el periodo 2006-2020 permitiría una reducción de las emisiones de CO₂ de 33 millones de toneladas por año en 2006, hasta una reducción de 756 millones de toneladas por año en 2020, que correspondería a una reducción de un 14% con respecto de las emisiones de EU27 en 1990. Si contabilizamos la implantación *total* de RES (es decir incluyendo la anterior a 2006), para el año 2020 las RES reducirían las emisiones de CO₂ en 1.403 millones de toneladas por año, equivalente al 25% de las emisiones en 1990. Por tanto el Objetivo de reducción de emisiones se habría cumplido.

Esta evolución en la reducción de emisiones gracias a la implantación *adicional* se muestra en la siguiente tabla, desglosada por tipo de RES:

Tabla 5: Emisiones evitadas por implantación adicional de RES (2006 -2020)

Emisiones Evitadas (Mt CO ₂)	2006	2010	2015	2020	2010(%)	2020(%)
RES – E (solo electricidad)	19,2	124,6	288,1	487,9	59%	65%
RES – E&H (cogeneración)	7,7	42,3	84,0	115,9	20%	15%
RES – H (red urbana)	1,3	6,8	12,1	14,6	3%	2%
RES – H (sin red)	2,7	20,5	41,8	63,5	10%	8%
RES – T (1 Generación)	1,6	6,3	9,9	8,0	3%	1%
RES – T (2 Generación)	0,0	2,5	19,0	41,1	1%	5%
RES – T (importaciones)	0,8	6,5	12,2	24,8	3%	3%
RES – TOTAL	33,3	209,4	467,2	755,9	acum.: 5.614	

En cuanto al impacto sobre la seguridad de abastecimiento energético, la mejor medida para medirlo es en términos del consumo de combustibles fósiles evitado. La implantación adicional de RES resulta en una reducción de la demanda de combustibles fósiles. Esta implantación adicional permitiría para el año 2020 reducir el consumo y necesidades de importación de petróleo en un 8%. En el caso del gas natural, la implantación de RES permite reducir el consumo total de gas natural en un 16% para el año 2020, lo que a su vez permitiría reducir las importaciones un 20%. Pese a que las hipótesis de partida Green-X sobre los precios de las energías fósiles son bajos, el ahorro en combustibles fósiles llegaría a los 39.000 millones de euros al año en 2020, a partir de esta implantación *adicional* de RES entre 2006 – 2020. La evolución de este ahorro en combustible fósiles se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 6: Consumo de Combustibles Fósiles Evitado por implantación adicional de RES (2006-2020)

Combustibles Fósiles Evitados	Unidades	2006	2010	2015	2020	2010 (%)	2020 (%)
Carbón	MtSKE	4,5	28,3	55,1	80,0	30%	27%
Lignita	MtSKE	1,5	9,5	14,8	22,2	10%	7%
Petróleo	Mtoe	2,4	15,1	33,7	51,5	23%	25%
Gas natural	m3 x10 ⁹	4,0	31,5	70,9	111,7	37%	41%
Combustible Fósiles - Total	Mtoe	9,7	65,4	136,4	207,7	acum.: 1.633	
En términos monetarios:							
Combustible Fósiles Evitados - Total	Mil.Mill.€	1,6	10,7	23,6	39,0	acum.: 287	
	% PIB	0,02%	0,10%	0,19%	0,28%	acum.: 0,15%	

En tercer lugar, la implantación adicional de las RES, tendrá unas necesidades de inversión, y un impacto sobre el coste de producción de la energía. Las necesidades de inversión en nueva capacidad RES, y el coste *adicional* de generación de las nuevas plantas RES se muestran en las siguientes dos tablas respectivamente:

Tabla 7: Necesidades de Inversión en Nuevas Plantas RES (2006-2020)

Inversión Necesaria (Mil. Mill €)	2006-2010	2011-2015	2016-2020	Acum. 2006-2020	
RES – E (solo electricidad)	87,2	106,1	145,5	338,9	63%
RES – E&H (cogeneración)	26,3	18,1	13,6	57,9	11%
RES – H (red urbana)	2,0	1,5	1,0	4,6	1%
RES – H (sin red)	26,0	36,5	46,8	109,3	20%
RES – T (1 Generación)	2,6	1,7	0,5	4,8	1%
RES – T (2 Generación)	1,8	9,2	11,3	22,3	4%
RES – TOTAL	146,0	173,2	755,9	537,9	

Tabla 8: Coste de generación ADICIONAL de las Nuevas Plantas RES (2006-2020)

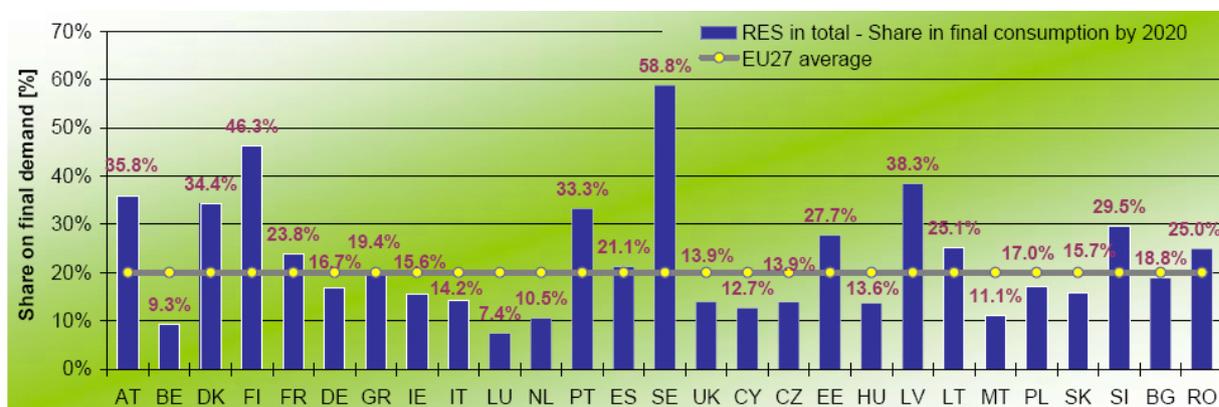
Coste Adicional Generación (€/MWh) (Prima por MWh)	2005	2010	2015	2020	Media 2006-2020
RES – E (solo electricidad)	21,2	17,7	22,6	23,1	20,5
RES – E&H (cogeneración)	8,5	3,1	5,1	4,7	4,2
RES – H (red urbana)	5,3	0,0	0,1	0,0	0,5
RES – H (sin red)	42,7	2,5	2,5	0,8	6,0
RES – T (1 Generación)	19,1	21,1	19,1	14,9	19,4
RES – T (2 Generación)	-	47,2	23,7	18,2	25,4
RES – T (importación)	20,3	22,8	22,3	20,1	21,8
RES – TOTAL	20,1	11,6	14,2	13,8	13,4

El coste *adicional* medio de generación (o la prima media por MWh) en el periodo 2006-2020 es apenas 13,4 €/MWh (o 1,34 céntimos de € por kWh), lo que resulta relativamente bajo. No obstante, el coste adicional de las opciones RES marginales sería sustancialmente superior.

2.2.2. Resultados a nivel español

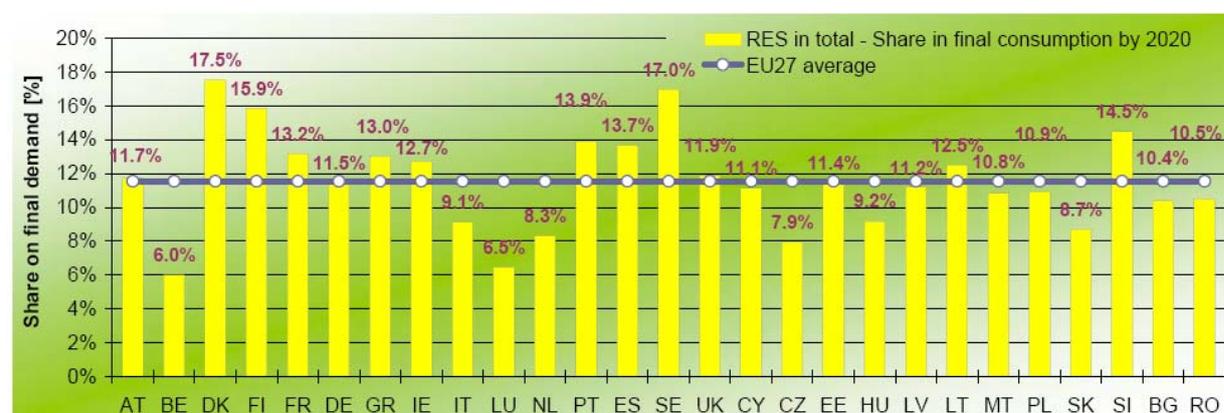
Desglosando los resultados de Green-X por países, podemos ver como se comparan las proyecciones modelizadas para España con las del resto de Miembros de la UE.

Diagrama 7: Implantación de las RES en 2020 por país en términos de cuota de Consumo Final de Energía (Fuente: 1)



Según el modelo Green-X en su *escenario equilibrado*, España llegaría a alcanzar un 21,1% del consumo final de energía, cumpliendo, y excediendo ligeramente, su objetivo comprometido.

Diagrama 8: Implantación de nuevas instalaciones de RES por país en términos de cuota de Consumo Final de Energía (Fuente 1)



Para lograr este objetivo, España aumentará su contribución a nuevas instalaciones de RES por encima de la media europea (13,7% de la demanda final cubierta por nuevas instalaciones, frente algo menos del 12% en la media europea). Evidentemente, dado que los potenciales de las RES y los costes para implementarlas no son iguales entre países, la contribución de cada país no es la misma. Tanto es así que Green-X pronostica que un número de Estados Miembros no cumplirán con sus objetivos individuales (especialmente los 3 países del BENELUX, ninguno de los cuales llega a cumplir el 75% de su objetivo, así como el Reino Unido, Chipre, o Letonia que rozan esos objetivos), si bien en su conjunto la UE llega a ese objetivo del 20% en 2020.

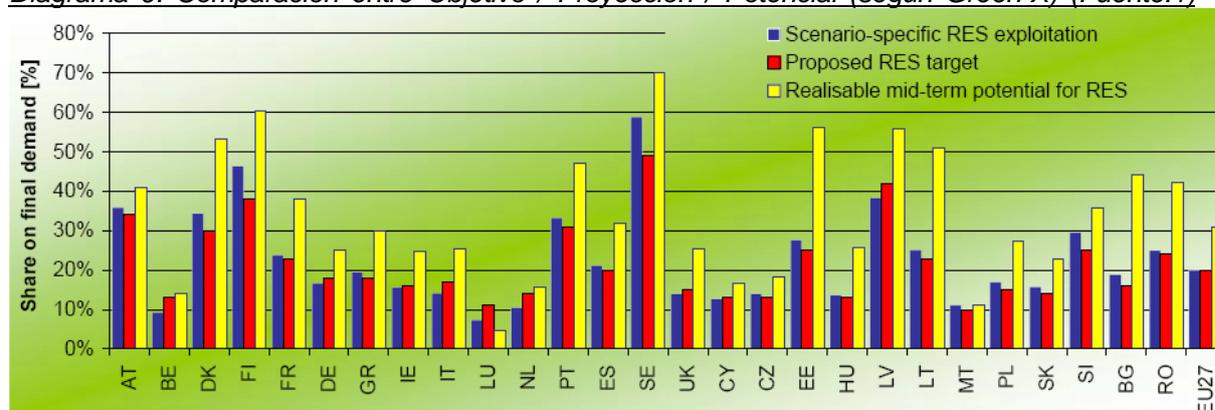
El hecho de que se proyecte que unos países excedan sus objetivos y otros no lleguen, enfatiza la necesidad de intensificar los esfuerzos concertados entre Estados Miembros y a utilizar mecanismos flexibles para que se cumplan los distintos objetivos nacionales y el objetivo global.

Por sectores, Green-X pronostica una evolución de la cuota de mercado de las RES en España, y para la UE (EU-27), según se muestra en la siguiente tabla:

	% RES-E		% RES-H		% RES-T		% RES-Final
	2010	2020	2010	2020	2010	2020	2020
España	29%	41%	12%	21%	2%	5%	21,1%
EU-27	20,6%	34,8%	12,2%	19,6%	1,9%	8,2%	20%

2.2.3. Potencial de las RES

Diagrama 9: Comparación entre Objetivo / Proyección / Potencial (según Green-X) (Fuente:1)



El Diagrama 9 muestra una comparativa entre los resultados del *escenario equilibrado* de Green-X, el objetivo propuesto de RES, y el potencial realizable de RES a medio plazo, por cada país de la UE. En el caso de España, vemos como Green-X pronostica que, siempre y cuando las políticas y mecanismos pro-activos de fomento de las RES se utilicen eficientemente, España excederá su objetivo. No obstante, Green-X estima que el potencial realizable a medio plazo de las RES en España es superior, pudiendo llegarse a hasta un 32% del consumo final de energía, frente al 21,1% proyectado en el *escenario equilibrado* de Green-X.

La siguiente tabla, muestra la comparativa entre las proyecciones de Green-X y los potenciales realizables a medio plazo por tecnologías y sector, para España y la UE (EU-27):

Categoría	Producción RES en 2020 (en TWh/año)				Green-X vs. Potencial	
	Escenario Green - X		Potencial Realizable (medio plazo)		España	EU-27
	España	EU-27	España	EU-27		
RES-E						
Biogas	7.9	88.2	13.2	123.6	60%	71%
Biomasa Solida	26.6	216.9	27.6	268.0	96%	81%
Bio-residuos	4.9	34.0	5.2	39.3	94%	86%
Geotermica - electricidad	0	8.5	0.8	68.7	5%	12%
Hidroeléctrica (gran escala)	32.7	321.4	44.8	361.1	73%	89%
Hidroeléctrica (pequeña escala)	7.7	62.7	7.7	66.4	100%	94%
Solar Fotovoltaica	4.4	25.9	5.1	33.7	85%	77%
Solar Termoelectrica	7.5	11.0	49.2	85.4	15%	13%
Mareo- y ondi- motriz	1.2	8.0	13.2	124.6	9%	6%
Eolica ("onshore")	42.4	256.5	42.8	323.6	99%	79%
Eolica ("offshore")	1.0	195.0	15.7	282.5	6%	69%
RES-E Total	136.4	1228.2	225.4	1776.8	61%	69%
RES-H						
Calor biomasa (incl. biogas y bio-residuos)	72.3	1032.9	86	1147.9	84%	90%
Geotermica - calor (en red)	0.1	10.2	0.9	39.3	11%	26%
Solar Termica (calefaccion y agua caliente)	15.0	89.6	39.6	448.8	38%	20%
Bombas de calor	1.3	35.4	14.9	380.1	9%	9%
RES-H Total	88.7	1168.2	141.4	2015.9	63%	58%
RES-T						
Biocombustibles Domesticos (1ª y 2ª Gen.)	18	241.1	37.5	420.4	48%	57%
Importacion Biocombustibles	9.5	100.8	9.5	100.8	100%	100%
RES-T Total (1)(3)	27.5	341.9	47.0	521.2	59%	66%
RES-T Total (2)(3)	41.6	341.9	71.1	521.2	59%	66%
RES Total (1)(3)	252.6	2738.3	413.8	4314.0	61%	63%
% RES sobre Consumo Final de Energia (1)(3)	20%	20%	32.8%	31.5%		
% RES sobre Consumo Final de Energia (1)(4)	19%	19%	32.0%	30.8%		
RES Total (2)(3)	266.7	2738.3	437.9	4314.0	61%	63%
% RES sobre Consumo Final de Energia (2)(3)	21.1%	20%	34.7%	31.5%		

(1): Biocombustibles contabilizados según producción sobre recursos domésticos

(2): Biocombustibles contabilizados según consumo (objetivo 10%)

(3): Incluye importación de combustibles

(4): Excluye importación de combustibles

Valor Estimado por Ponente

En el caso de España, la proyección de Green-X constituye un 62% del potencial realizable de uso de las RES. El sector eléctrico, pese a las perspectivas de que España cumpla e incluso exceda su objetivo, utilizaría apenas un 61% de su potencial. En especial, la tecnología solar termoeléctrica, por su potencial absoluto, quedaría especialmente infrautilizada. Asimismo, las tecnologías eólica-offshore, las energías del mar (mareo- y onda- motrices), y la geotérmica quedarían muy infrautilizadas en términos relativos. **En el contexto de la UE, España es el cuarto Estado Miembro en potencial realizable de RES-E por detrás de Francia, Alemania y el Reino Unido.**

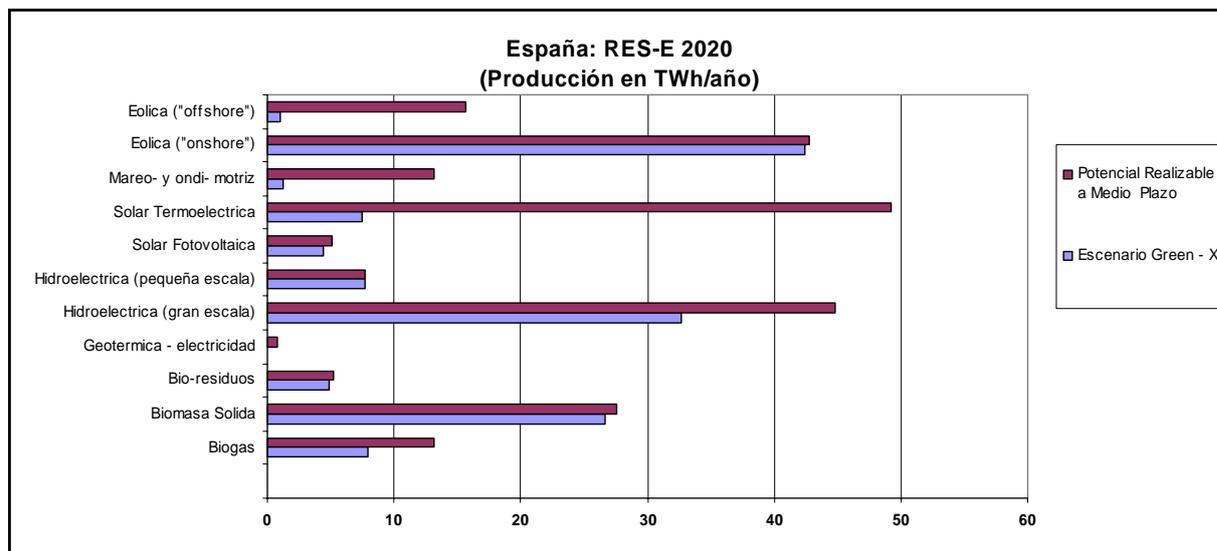
El Diagrama 10 ofrece otra representación gráfica del diferencial entre el escenario del Green-X y el potencial a medio plazo realizable.

En el caso del sector de suministro de calor (RES-H), sería la energía solar térmica la que podría aprovecharse más en España, pese al incentivo que supone la nueva normativa de construcción eco-eficiente. Según Green-X, **España es el quinto Estado Miembro con mayor potencial realizable de RES-H por detrás de Francia, Alemania, Italia, y Reino Unido.**

En cuanto a los biocombustibles, España podría doblar las perspectivas, en especial con la utilización de nuevas tecnologías para la producción de biocombustibles de segunda generación.

Según Green-X, España es el tercero en potencial realizable en RES-T solo por detrás de Francia y Polonia, y ligeramente por encima de Alemania.

Diagrama 10: Escenario Green-X vs. Potencial Realizable (año 2020) para RES-E en España



2.2.4. Más allá de Green-X: Tecnologías Emergentes

Si bien tanto las perspectivas del *escenario equilibrado* de Green-X, como el potencial realizable a medio plazo, ofrecen unas perspectivas de crecimiento objetivamente importantes a la industria de las RES, tanto en España como en el conjunto de la UE, hay una faceta que es probable que Green-X ignore, y es la irrupción de las tecnologías innovadoras y emergentes.

El impacto que estas tecnologías, algunas de las cuales están al borde de la comercialización, podría tener sobre las perspectivas de la industria RES, son significativas.

Empezando por el sector de la biomasa sólida, el biogás, y los residuos, parte de las tecnologías actuales, que Green-X utiliza en su modelización, podrían ser desplazadas por tecnologías innovadoras más eficientes en la conversión energética de la biomasa. En el sector RES-E (incluido la cogeneración o RES-E CHP / RES-H CHP), si la penetración de las distintas tecnologías de gasificación avanzada (tanto en lecho fluidificado, como la gasificación de alta temperatura mediante arco de plasma) refleja el movimiento y las expectativas que se están generando en ese sector, podríamos ver como la contribución de la biomasa sólida, incluidos los bio-residuos, aumenta. Esto se debería tanto a su esperado mayor atractivo económico –lo que daría lugar a un mayor número de instalaciones y por tanto a una mayor explotación de los recursos de biomasa-, como a la mayor eficiencia energética de estas tecnologías - que permitiría una mayor producción energética final a partir de la misma cantidad de materia prima teórica.

Por otra parte, estas tecnologías de conversión térmica avanzada podrían desplazar parte de la producción por biogás, ya que darían lugar a un desplazamiento del uso de vertederos como forma de gestión de residuos, y por ende a una menor producción de biogás resultante de la descomposición anaerobia de los residuos orgánicos. En cualquier caso, si ese desplazamiento se diera, la contribución de esas instalaciones sustitutivas de biogás sería superior a la de éste.

Asimismo, tecnologías emergentes como las de producción de micro-algas para uso energético, tendrían un impacto revolucionario en el sector energético. La materialización de las expectativas puestas en las micro-algas permitiría aumentar el “stock” potencial de los recursos primarios de biomasa. Si bien la modelización de Green-X considera que la biomasa potencial convencional sería bien explotada con respecto a su potencialidad, tanto en los sectores de RES-E como RES-H, la implementación exitosa de las tecnologías emergentes de producción de algas y su conversión en productos energéticos, tendría efectos revolucionarios en todos los sectores de RES, y muy especialmente en el de los biocarburantes, RES-T.

Otro de los puntos débiles de la modelización de Green-X es que se ha concentrado en la producción de biocarburantes como sustitutivos del diesel y la gasolina derivados del petróleo, obviando la producción de otros carburantes como el keroseno apto para aviación (o “jet fuel”). Según madure la tecnología de producción de biocombustibles de segunda generación como la BtL (tecnología facilitada por el progreso de la gasificación avanzada, mencionado anteriormente, como de los procesos de síntesis de carburantes), este tipo de instalaciones podrán optar por producir tanto biodiésel, como bio-jet fuel. Considerando la presión económica que las alzas del petróleo están teniendo sobre las aerolíneas, así como las perspectivas de su inclusión en el ETS (Emisión Trading Écheme) de comercio de emisiones, crearán una fuerte demanda de bio-jet fuel, ya sea a partir de biomasa tradicional o de biomasa alternativa como las micro-algas.

Finalmente, los avances que se están produciendo y se espera que se produzcan en el sector solar-fotovoltaico, con la irrupción inminente de nuevas tecnologías de película fina, u otras futuras como la utilización de proteínas orgánicas fotosensibles, ambas con el potencial de reducir los costes de producción de la generación fotovoltaica significativamente, nos permiten augurar que el potencial fotovoltaico, especialmente en un país como España, ha sido subestimado por Green-X.

2.3. Conclusiones

Los resultados ofrecidos por la potentísima herramienta del modelo Green-X, permiten valorar como con el empleo de políticas pro-activas de apoyo a las RES y legislación transparente y predecible, es perfectamente posible que la UE, y en particular España, logren sus objetivos energéticos para el año 2020; es decir: que el 20% del consumo final de energía sea suministrado por RES.

Asimismo, las diferencias entre los distintos Estados Miembros en el coste y potencialidad de sus recursos RES, hace necesario que se intensifiquen los esfuerzos concertados entre los Estados Miembros y se creen mecanismos flexibles a nivel europeo para que se puedan cubrir los objetivos europeos de la manera más eficiente y eficaz. Estos esfuerzos concertados son una oportunidad de desarrollo económico y proyección internacional para los sectores RES de como España con un gran potencial realizable a medio plazo, y con empresas punteras en la fabricación de equipos y tecnología energética renovable.

Otra de las importantes conclusiones que se extraen del estudio hecho por el modelo Green-X, es que tanto la UE como España; que cuenta con un portfolio renovable envidiable (desde hidroeléctrica convencional, pasando por eólica, solar, y la biomasa), exceda los objetivos de 2020. En un contexto de volatilidad en los mercados de energéticos y de materias primas, y de dependencia energética del exterior, se hace cada vez más imperativo hacer un esfuerzo por superar esos objetivos iniciales y explotar ese potencial realizable renovable al máximo.

Para superar esos objetivos y aumentar la potencialidad de los recursos primarios disponibles, más allá de lo proyectado por Green-X, la eclosión definitiva e implementación práctica de las

tecnologías innovadoras -algunas de las cuales están al borde de la comercialización- y emergentes se antoja crucial.

Para todo ello será necesaria la colaboración y la toma de riesgos por parte de todos los agentes involucrados en el sector energético: desde las Administraciones Públicas (cuya colaboración en la agilización de los trámites administrativos es fundamental tanto para las nuevas tecnologías como para las ya maduras), los gobiernos centrales como garantes de una legislación que garantice la seguridad jurídica para la inversión, así como el sector financiero y los inversores en el sector, y por supuesto las empresas del sector.

Referencias:

Fuente 1: *“20% RES by 2020 – a balanced scenario to meet Europe’s renewable energy target”*, G. Rech, Thomas Faber, Mario Ragwitz, Anne Held, Christian Panzer, y Reinhard Haas. Vienna University of Technology – Energy Economics Group (Viena, Austria), en cooperación con Fraunhofer Institute Systems and Innovation Research (Karlsruhe, Alemania)

CAPITULO 3

TECNOLOGÍAS DE APROVECHAMIENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Luis Crespo

TECNOLOGÍAS DE APROVECHAMIENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

1. INTRODUCCIÓN

Hasta hace muy pocos años las energías renovables aparecían a los ojos de los responsables de los sectores energéticos, tanto a nivel gubernamental como empresarial, como alternativas fuera del mercado, cuyo desarrollo había que mantenerlo por motivos casi exclusivamente de imagen y de las que no podría esperarse contribuciones significativas.

Sin embargo, a finales de 2007 las energías renovables encuadradas en el Régimen Especial representaron el 19,4 % de la potencia instalada del parque generador de electricidad en España (el 37,8 % si se considerara la gran hidráulica) y el 12,7 % de la energía generada con un incremento de 16 % respecto a la cobertura del año anterior, continuando con su tendencia creciente en 2008.

En términos de energía primaria las energías renovables contribuyeron en 2007 con un 8,7 % al abastecimiento total del país, con un sistema de contabilización que no tiene en cuenta la eficiencia habitual de conversión de energía fósil a eléctrica y atribuye la contribución a energía final de la generación eléctrica de las renovables como si de energía primaria se tratara. El crecimiento respecto al año anterior fue de un 11 % manteniéndose una tendencia progresivamente creciente en 2008.

Con este nivel de penetración y tendencias y habiendo demostrado su madurez tecnológica las distintas formas de aprovechamiento de las energías renovables, la única pregunta que cabe es **¿cuál será el ritmo al que irán desplazando a las energías convencionales?**, dadas las innegables ventajas que presentan, entre otras: seguridad de suministro, sociales, por la elevada generación de empleo local que representan, y medioambientales, siendo estas tecnologías de aprovechamiento de fuentes renovables de energía las únicas que permitirían un futuro sostenible y sin los riesgos de impactos en el entorno que tienen otras energías, cuyos alcances pueden tener dimensiones incalculables o cuyo eventual mal uso puede llevar a consecuencias impredecibles para el futuro de la humanidad.

La Unión Europea se ha marcado como objetivo alcanzar un nivel del 20 % de contribución global de las energías renovables al consumo de energía primaria, asignando objetivos a cada país en función de sus circunstancias concretas y su disponibilidad del recurso. En el caso de nuestro país, el objetivo asignado es coincidente con la media global y, por ello, el esfuerzo en estos doce años que restan será muy intenso y contribuirá a desarrollar un sector empresarial tremendamente dinámico.

Si bien es cierto que la mayor parte de las tecnologías necesitan algún tipo de incentivo para que sean competitivas desde el punto de vista de los consumidores finales, si se hacen las cuentas a nivel macroeconómico con los impactos, entre otros, de empleo generado y de costes ambientales evitados, los apoyos públicos aparecen como absolutamente justificados.

Adicionalmente, lo que en el caso de las primas a la generación eléctrica recogidas en el Régimen Especial puede parecer, en principio, como un coste para el sistema, cuando se tiene en cuenta la reducción que ejerce la generación renovable en el precio final horario del mercado mayorista, el cual se aplica a toda la producción, dicho apoyo neto resulta muy inferior. En particular, en el caso de la energía eólica, según se detalla en su ficha, en lugar de haber supuesto un coste para el sistema, el ahorro neto inducido se ha estimado en un valor superior a 1.500 M€ en el ejercicio 2007.

Las energías renovables están llamadas, por tanto, a jugar un papel cada día mayor no sólo en la producción eléctrica sino también en sus usos finales térmicos e incluso en la sustitución

progresiva de los combustibles fósiles para el transporte, bien por combustibles basados en biomasa renovable, por hidrógeno de origen renovable para su utilización en pilas de combustible o por electricidad generada con fuentes renovables para su utilización en los vehículos eléctricos.

2. TECNOLOGÍAS CON IMPLANTACIÓN SIGNIFICATIVA EN ESPAÑA

A continuación se resume el estado actual de las formas de aprovechamiento más significativas en España, bien sea por su implantación actual o por el número de plantas en fase de construcción. Además de su contribución actual se analiza su potencial de aprovechamiento, sus ventajas e inconvenientes así como las barreras y soluciones para un más amplio desarrollo.

Dichas tecnologías se recogen en forma de ficha estructurada, situándolas a continuación en su correspondiente contexto y habiéndolas ordenado atendiendo al recurso renovable que utilizan, independientemente de que su aprovechamiento final pueda ser eléctrico, térmico o de combustible para transporte.

➤ ENERGÍA SOLAR

Las tecnologías de aprovechamiento de la energía solar tienen básicamente dos fines diferenciados:

Aprovechamiento térmico

Ficha 1.- Colectores de Agua caliente

Los sistemas más extendidos son los colectores planos para agua caliente sanitaria con un total de 1.220.000 m² instalados a finales de 2007.

Con colectores de concentración mediante espejos cilindro parabólicos, sistemas tipo Fresnel o planos con vacío, se pueden alcanzar temperaturas para aplicaciones de calor industrial o para calefacción y refrigeración, tanto individual como de distrito, aunque todavía no hay un número de instalaciones suficientemente representativo.

Complementariamente se pueden aplicar criterios de diseño arquitectónico que hagan un uso inteligente de las orientaciones, sombras, ventilaciones naturales e inercias térmicas de los muros para conseguir un mayor confort con el menor aporte energético convencional. Estos sistemas se conocen como de aprovechamiento pasivo de la energía solar.

Generación eléctrica

Existen dos vías completamente diferenciadas

Ficha 2.- Centrales termosolares

Concentrando la radiación solar en receptores (lineales o centrales) en donde un fluido térmico recogerá la energía para que se transforme posteriormente en electricidad mediante un ciclo de conversión, bien directamente o cediendo su energía a otro fluido que realice el ciclo.

Ya hay una central comercial operativa en España y 16 en construcción. A finales de 2010 se habrán superado los 500 MW en operación.

Ficha 3.- Plantas fotovoltaicas

Generando directamente la electricidad en los paneles al recibir la radiación solar.

Existen muchos tipos de materiales con los que se puede conseguir el efecto fotovoltaico aunque los empleados mayoritariamente en estos momentos hacen uso de células de silicio cristalino.

Los paneles pueden disponerse en estructuras fijas o móviles con seguimiento solar. Asimismo se han concebido sistemas de concentración, mayoritariamente con lentes de Fresnel de refracción que, de esta forma, necesitan una menor superficie de células fotovoltaicas activas. Con el boom producido con las llamadas huertas solares se estima que a final de 2008 se habrán alcanzado los 2.000 MW de potencia instalada en nuestro país.

➤ **ENERGÍA EÓLICA**

Ficha 4.- Parques eólicos

Es la forma de aprovechamiento de las energías renovables con mayor implantación en nuestro país estimándose que para finales de 2008 estarán conectados a red un conjunto de parques eólicos que totalizarán alrededor de 17.000 MW de potencia.

➤ **ENERGÍA HIDRÁULICA**

Ficha 5.- Centrales minihidráulicas

La gran hidráulica ha sido desde hace muchos años uno de los pilares básicos del parque de generación en nuestro país con las grandes presas construidas a mediados del siglo pasado y que hoy en día totalizan una potencia instalada de más de 16.500 MW, pero su contribución no suele asociarse al concepto de los nuevos sistemas de aprovechamiento de las energías renovables en donde sólo las centrales minihidráulicas de tamaño inferior a 50 MW tienen cabida en el marco de apoyo del Régimen Especial y cuya potencia instalada en 2008 será de cerca de 2.000 MW.

➤ **BIOMASA**

La biomasa puede ser aprovechada básicamente con tres fines diferenciados:

- Generación de electricidad
- Aprovechamiento térmico
- Biocarburantes para el transporte

Ficha 6.- Plantas de biomasa industriales (eléctricas y térmicas)

La potencia eléctrica conectada a red con origen en biomasa sólida era algo superior a los 400 MW a mediados de 2007. Adicionalmente, las centrales que aprovechan la combustión de los residuos sólidos urbanos totalizaban en esa fecha cerca de 300 MW.

Es, no obstante, el consumo térmico de la biomasa, tanto en el sector doméstico como en el industrial, la aplicación más importante de este recurso y la que ofrece mayor competitividad y mejores rendimiento energético y ahorro de emisiones de efecto invernadero. En 2006 el consumo de biomasa térmica en España fue de 3,46 Mtep, el 35% del total de la energía producida con fuentes renovables.

Ficha 7.- Biogas

La potencia eléctrica conectada a red con origen en biogás era de 175 MW a mediados de 2007, básicamente como forma de aprovechamiento de la desgasificación de vertederos. El gran potencial existente en las instalaciones ganaderas está todavía por explotar.

Ficha 8.- Biocarburantes

Existen en España importantes instalaciones tanto de producción de bioetanol como de biodiesel cuya finalidad es la utilización mezclada en distintas proporciones con combustibles derivados del petróleo, en gasolinas o diesel respectivamente, o la producción de aditivos como el ETBE que mejore determinadas propiedades de la gasolina.

A finales de 2007 la capacidad instalada en España de producción de bioetanol fue de 456.000 toneladas y la de biodiesel de cerca de 850.000 toneladas aunque la producción real de ambas, especialmente del biodiesel, está siendo notablemente inferior a la capacidad por la coyuntura que está atravesando el sector.

3. APROVECHAMIENTO DE OTROS RECURSOS RENOVABLES

➤ GEOTERMIA

Ficha 9.- Instalaciones geotérmicas

Los recursos geotérmicos están distribuidos de forma puntualmente localizada y, aunque localmente su potencial puede ser elevado para abastecer la demanda cercana, su utilización a escala nacional no será muy relevante.

La tecnología para su aprovechamiento no presenta especiales dificultades.

➤ ENERGIA DEL MAR

Ficha 10.- Instalaciones Marinas

Aunque el aprovechamiento de la energía de recursos marinos como las olas, las corrientes o las mareas, no reviste conceptualmente incertidumbres en la conversión de la energía mecánica a eléctrica, no tienen todavía una presencia comercial significativa a nivel nacional.

4. TECNOLOGÍAS EMERGENTES

Asimismo se señalan otras formas de aprovechamiento cuyo desarrollo y demostración requerirán todavía algunos años hasta alcanzar el estado comercial y que parecen particularmente atractivas, sobre todo en lo que respecta a nuevas formas de aprovechamiento de la biomasa y, en concreto con su valorización en forma de combustibles.

5. NUEVOS VECTORES Y SOLUCIONES ENERGETICAS

El hidrógeno, como nuevo vector energético, no constituye una tecnología específicamente renovable, aunque varias tecnologías de aprovechamiento de los recursos solar, eólico o biomasa, podrían producir H₂ mediante hidrolizadores alimentados por la electricidad producida, o a partir de reacciones químicas endotérmicas alimentadas con energía solar o utilizando biomasa mediante procesos de gasificación y síntesis.

Su utilización se haría generando electricidad mediante pilas de combustible o como combustible directo en vehículos con motores y tanques especialmente preparados.

Pero quizás la solución que parece más cercana para el transporte la constituyan los Coches Eléctricos cuyo incremento de demanda de generación será también un incentivo para el incremento de las centrales de generación eléctrica basadas en las diferentes formas de aprovechamiento de las energías renovables.

FICHA 1: COLECTORES DE AGUA CALIENTE

El principio de funcionamiento común a todos los sistemas de energía solar térmica es simple: la radiación solar es recogida mediante captadores solares que transforman esta radiación en energía calorífica, que transfiere después a un medio transmisor de calor, que usualmente es un fluido. Este fluido calentado se usa directamente, como por ejemplo en el caso de climatización de piscinas, o indirectamente, a través de un intercambiador de calor que transfiere el calor, para su uso final.

Las aplicaciones térmicas de la energía solar fueron impulsadas por las Administraciones mediante ayudas de inversión, para hacerlas más competitivas en un mercado donde las energías convencionales eran muy baratas.

Las aplicaciones más extendidas de esta tecnología son el calentamiento de agua sanitaria (ACS), la calefacción por suelo radiante y el precalentamiento de agua para procesos industriales. Otras aplicaciones son el calentamiento de agua para piscinas cubiertas y un uso emergente como es el frío solar.

En función de la aplicación se usan distintos tipos de captadores solares térmicos, variando también la complejidad de la instalación. Así, se usan colectores solares planos (CPC) para aplicaciones típicas de calentamiento de agua sanitaria, colectores de tubo de vacío en zonas especialmente frías o para aplicaciones de calefacción y climatización, colectores de polipropileno sin cubierta para aumentar la temporada de baño en piscinas a la intemperie, etc.

Las instalaciones pueden diseñarse como equipos compactos para dotar de agua caliente sanitaria a una casa unifamiliar o con sistemas más complejos, con fluidos caloportadores distintos al agua, intercambiadores de calor, grandes depósitos de acumulación, etc.

Actualmente los sistemas para el aprovechamiento de la energía solar térmica son una tecnología madura y fiable y las inversiones son en general amortizables sin la necesidad de subvenciones. Además se están produciendo continuas mejoras y reducción de costes de los sistemas solares térmicos.

Con la entrada en vigor del nuevo Código Técnico de la Edificación (CTE) en marzo de 2007, y según lo especificado en su Documento Básico HE - Ahorro de energía todas las nuevas construcciones están obligadas a instalar sistemas de aprovechamiento de energía solar térmica. Esta norma, sin duda, supone un impulso definitivo a esta tecnología.

Implantación Actual en España

El mercado en España ha tenido un crecimiento anual de un 15% hasta 2005. El impacto esperado del Código Técnico de la Edificación (CTE) durante 2007 en la evolución de la energía solar térmica en España no ha cumplido con las expectativas.

En 2007 fueron instalados 262.000 m², un 50% más que el año anterior, pero una cuarta parte de lo necesario para cumplir con el objetivo del Plan de Energías Renovables. Con ello se ha llegado a 1.220.000 m² (854 MW) el total acumulado hasta finales de 2007. España se encuentra a la par con Grecia y Austria y por delante de Francia e Italia.

Potencial de penetración

La previsión para 2008 es de 525.000 m² instalados, también inferior al millón de metros cuadrados anuales necesarios desde 2007 hasta 2010 para alcanzar el objetivo de 4.900.000 m² en 2010.

Competitividad

Una instalación doméstica típica con un sistema compacto (dos colectores con almacenamiento), situada en el sur de España y con utilización a lo largo de todo el año para agua caliente sanitaria se amortiza en unos 5 años.

Instalaciones hoteleras, en balnearios o en de comunidades de vecinos son asimismo competitivas en comparación con los sistemas convencionales de gas.

Ventajas

Representa una utilización muy racional de captación de la energía en el mismo lugar de su consumo y es una alternativa directa a las energías fósiles.

Estas instalaciones solares son silenciosas, limpias y con una larga vida útil (entre 20 y 30 años dependiendo del tipo), tienen una alta eficiencia y no producen impactos en la calidad del aire ni de los suelos.

Inconvenientes

Los principales inconvenientes de este tipo de instalaciones pueden venir ocasionados por un dimensionado incorrecto y un cálculo incorrecto de la demanda.

Otro factor importante que puede ocasionar un mal funcionamiento de las instalaciones es la falta de información al usuario, la cual en ocasiones puede llevar a un mantenimiento deficiente sin el que las instalaciones pueden deteriorarse y disminuir su rendimiento.

Frenos al desarrollo y propuestas para superarlos

La implantación obligatoria de la energía solar térmica en las nuevas edificaciones puede llevar en ocasiones a una instalación de baja calidad, por el intento de abaratar costes o por el desconocimiento de la tecnología solar.

Por ello es muy importante exigir el cumplimiento normativo en que se apoya la Directiva Europea de Eficiencia Energética en Edificación, 2002/91/CE y su transposición a la legislación española mediante los tres nuevos Reales Decretos desarrollados por los Ministerios de Industria y Vivienda: Código Técnico de la Edificación, Certificación Energética de Edificios y Revisión del Reglamento Instalaciones Térmicas de Edificación.

También sería importante el establecimiento de un marco regulatorio específico enfocado a aflorar el enorme potencial que representan las aplicaciones solares térmicas en los Centros de Grandes Consumos de Agua Caliente (incluidos los procesos industriales) y que se enmarcaría en el contexto general de las actuaciones gubernamentales encaminadas a combatir los efectos negativos del Cambio Climático (Plan 20/20/20 de la UE, etc.).

Un marco regulatorio con estabilidad de futuro, que premie la producción energética más eficiente y real, valore el ahorro de energías convencionales sustituidas y emisiones evitadas y genere la imprescindible confianza entre los potenciales inversores por la vía de garantizar al promotor/usuario periodos razonables de retorno de la inversión.

FICHA 2: CENTRALES TERMOSOLARES

Son plantas que convierten la energía solar en electricidad mediante sistemas de concentración que calientan un fluido cuya energía térmica será transformada en energía mecánica mediante un ciclo termodinámico para posteriormente generar electricidad.

Las tecnologías de generación eléctrica termosolar pueden clasificarse en:

- Plantas de colectores cilindro-parabólicos
- Plantas con reflectores Fresnel lineales
- Plantas de torre con receptor central y campo de helióstatos
- Discos parabólicos con motores Stirling

Su desarrollo a escala industrial comenzó a finales de los 70 con proyectos de receptor central en el rango de 1 MW de potencia en varios lugares (España, Francia, Japón, Italia, ...). En USA se construyó a principios de los 80 una central de 10 MW. También se construyeron algunas plantas experimentales de potencia algo inferior con colectores cilindro-parabólicos, la primera de las cuales fue la de la AIE en Almería.

La relativa mayor sencillez tecnológica del sistema de captación mediante colectores cilindro-parabólicos hizo que esta fuera la tecnología escogida para 9 proyectos SEGS de tamaño industrial que se instalaron entre 1985 y 1990 en el desierto de Mojave en California, totalizando cerca de 400 MW y que continúan generando electricidad en la actualidad.

Diferentes empresas en colaboración con centros de investigación, y muy especialmente con la Plataforma Solar de Almería del CIEMAT, han continuado con la mejora de componentes. En particular, se han desarrollado nuevos colectores cilindro-parabólicos con lazos de prueba de suficiente tamaño para garantizar la fiabilidad y prestaciones de cara a la financiación de proyectos por parte de los bancos. Los helióstatos también se han evolucionado para su instalación en las nuevas plantas que se están construyendo.

Las otras dos tecnologías, reflectores Fresnel y discos con Stirling, aunque han demostrado su viabilidad, no se han empleado hasta la fecha en proyectos de gran tamaño. No obstante, en USA y en España, se están construyendo plantas con colectores Fresnel de cierto tamaño. La tecnología de motores Stirling con discos parabólicos parece más apropiada para aplicaciones distribuidas.

Nuevos marcos normativos en USA y especialmente en España con las tarifas del Régimen Especial han dinamizado el sector permitiendo la instalación en 2007 de una planta de 64 MW en Nevada (USA) de la empresa española Acciona así como el concurso de proyectos que totalizan más de 1000 MW en USA. En el norte de África Abengoa ha resultado adjudicataria de sendos proyectos de repowering solar de la etapa de vapor de ciclos combinados y hay planes muy ambiciosos para los países árabes del Mediterráneo y de Oriente Medio. La situación en nuestro país que se describirán en el siguiente punto.

Por ello puede decirse que las centrales termosolares son una alternativa comercial y madura cuya implantación en los próximos años será muy relevante y permitirá rebajar los actuales

costes de inversión que se sitúan entre los 4.000 y los 6.000 €/kW en función del tamaño del almacenamiento térmico.

La gestionabilidad es una característica muy importante de estas tecnologías, salvo en el caso de los discos Stirling, ya que mediante su capacidad de almacenamiento de la energía térmica pueden responder a las necesidades del operador del sistema eléctrico, tanto dejando de inyectar electricidad cuando sea requerido sin dejar de seguir captando la energía como de extender varias horas su operación a partir de la puesta del sol. Esto las diferencia de otras energías renovables de carácter fluyente, cuya implantación necesitaría ser respaldada por centrales convencionales, o por termosolares, para dar estabilidad al sistema

Ello, unido a la gran disponibilidad del recurso solar en amplias zonas del planeta la sitúa como la tecnología de base más adecuada en un futuro escenario con un mix de generación en donde las energías renovables tengan la contribución más importante.

Implantación Actual en España

La PS10 de Abengoa en Sanlúcar la Mayor (Sevilla), con 11 MW de potencia pico es la primera central de tamaño industrial operativa. Entró en funcionamiento a mediados de 2007.

En la actualidad se encuentran en construcción 14 plantas de 50 MW de colectores cilindro-parabólicos y dos de 17 y 20 MW de torre con receptor central. Otros 30 proyectos más de 50 MW cada uno se encuentran en fase de tramitación muy avanzada y las solicitudes de puntos de enganche con la red superan los 12.000 MW.

Estos proyectos están siendo financiados en general por los bancos mediante la fórmula de Project-Finance, lo que demuestra su consideración de tecnología comercial y madura.

Potencial de penetración

El escenario oficial preveía 500 MW instalados para 2010 que serán alcanzados. A la vista de los proyectos en curso y de las buenas expectativas para esta tecnología, la industria del sector estima para 2020 una potencia instalada de 20.000 MW en nuestro país.

Las empresas de ingeniería e industriales españolas son líderes mundiales en estas tecnologías resultando adjudicatarias de los concursos internacionales más importantes y promoviendo un espectacular desarrollo del sector en nuestro país. Empresas fabricantes extranjeras de componentes se están estableciendo factorías en España y otras empresas españolas también están construyendo fábricas propias.

Por ello el crecimiento de este sector, tanto en España como a nivel internacional, puede ser muy importante para contribuir a la actividad económica en nuestro país con la creación de puestos de trabajo y el aumento de las exportaciones.

Competitividad

En la actualidad, el precio de 27 c€/Kwh. del Régimen Especial está haciendo posible que se estén promoviendo o construyendo todos los proyectos mencionados anteriormente.

Las estimaciones de la industria prevén una progresiva reducción de costes de instalación del 3 % anual así como una mejora de las prestaciones que permitirá una reducción del 5 % anual del coste de la energía por lo que para 2020 se podría llegar a costes de generación en torno a 13 c€/kWh en España y de alrededor de 10 c€/kWh en zonas con insolación un 30 % superior.

Ventajas

La principales ventajas de estas tecnología son la sobreabundancia del recurso, su buena predictibilidad, su adaptación a la curva de demanda y, muy especialmente, gracias a su capacidad de almacenamiento o hibridación con otras energías (gas o biomasa), su capacidad de ser gestionadas según las necesidades puntuales del operador del sistema eléctrico.

Asimismo, las expectativas de reducción de costes junto con los escenarios de incremento de los combustibles fósiles, sitúa el punto de corte de ambas curvas en un escenario no muy lejano, pudiendo convertirse en la tecnología de base para un mix energético en el que otras energías renovables más competitivas, como p.e. la eólica, puedan tener una gran contribución sin poner en cuestión la estabilidad y seguridad del sistema.

Inconvenientes

El principal es la dificultad de encontrar terrenos planos, con sufriente insolación, con capacidad de evacuación eléctrica y con disponibilidad de agua para el ciclo de refrigeración.

El coste de la energía no es todavía competitivo pero en un escenario de crecimiento de los costes de las energías convencionales incluso las plantas construidas en estos momentos podrían aportar grandes ahorros a lo largo de toda su vida operativa.

Frenos al desarrollo y propuestas para superarlos

La principal incertidumbre es el límite de 500 MW establecidos en el R.D. actual, aunque los proyectos que estuviesen en construcción antes de que se conectase el 85 % de dicha potencia podrían entrar en el régimen de tarifas. Se espera que en la próxima revisión del R.D. se amplíe significativamente dicho límite de potencia.

Otro problema es la obtención de nuevas concesiones de agua para la refrigeración de las centrales o, en su caso, el cambio de uso del derecho previo de agua para regadío en los terrenos que se instalasen estas centrales. Si se piensa en la implantación de estas centrales en terrenos desérticos es necesario desarrollar sistemas eficientes de refrigeración seca.

FICHA 3: PLANTAS FOTOVOLTAICAS

La energía solar fotovoltaica se basa en la captación de energía solar y su transformación en energía eléctrica por medio de módulos compuestos por células fotovoltaicas, que son dispositivos formados por materiales sensibles a la luz que desprenden electrones cuando los fotones inciden sobre ellos, convirtiendo la energía luminosa en energía eléctrica.

Las células se fabrican mayoritariamente a base de silicio puro con adición de impurezas de ciertos elementos químicos, siendo capaces de generar cada una de 2 a 4 Amperios, a un voltaje de 0,46 a 0,48 V.

Las células se montan en serie sobre paneles o módulos solares para conseguir un voltaje adecuado a las aplicaciones eléctricas. Los paneles captan la energía solar transformándola directamente en eléctrica en forma de corriente continua, que se convierte en energía alterna mediante inversores inyectándose a la red de distribución. En instalaciones aisladas puede consumirse directamente o almacenarse en baterías, para que pueda ser utilizada fuera de las horas de sol. Los módulos fotovoltaicos admiten tanto radiación directa como difusa, pudiendo generar energía eléctrica incluso en días nublados.

Existen muchas tipologías tanto de células (Si amorfo, lámina delgada con aleaciones especiales, células tandem, etc) así como de sistemas, haciendo uso o no de estructuras con seguimiento del sol o de la concentración. Estas variantes compiten cada vez con mayor fuerza con la tecnología de células de silicio monocristalino en estructura fija que venía utilizándose mayoritariamente hasta la fecha y sólo el tiempo dirá cual es la que resulta mas competitiva.

España, por su localización y climatología, es uno de los países de Europa donde el recurso solar es más abundante. Adicionalmente presenta la ventaja de distribuirse por el territorio de una manera relativamente homogénea, produciéndose escasas variaciones en la irradiación solar en distancias inferiores a los 100 km. Esta característica permite distribuir la potencia instalada en torno a las grandes aglomeraciones de consumo, en lugar de adecuar dicha distribución a las características geográficas del territorio. Esta capacidad, de ser aprovechada adecuadamente, permitiría reducir las necesidades de infraestructuras de transporte y distribución.

Implantación Actual en España

A raíz del aumento en 2004 de 5 a 100 kW del tamaño máximo para la percepción de la tarifa asignada a este tipo de generación en el Régimen Especial y de la posibilidad de agrupar las plantas de 100 kW conformando lo que se conoce como huertas solares para compartir terreno, gestión de los proyectos y otros servicios, así como a la facilidad de financiación que dichos huertos tuvieron en su momento, en 2006 comenzó a notarse un gran crecimiento de la potencia instalada con 141 MW.

En septiembre de 2007 se alcanzó el 85 % del cupo para la percepción de la tarifa, establecido en 371 MW en el R.D. 661 dándose un plazo de un año a las plantas que se encontraban en ejecución para poder acogerse a la misma.

La potencia equivalente que cuenta con inscripción definitiva a finales de mayo 2008 (según datos de cumplimiento objetivo publicados por la CNE julio 08) es de 1085 MW, es decir el 292%

del objetivo establecido para esta tecnología. La velocidad de implantación de la fotovoltaica era de 69 MW/mes.

Otros datos relevantes para entender la dimensión de esta industria en nuestro país son:

Inversión 2007: 5.000 M€

Construcción plantas: 2.500 M€

Factorías de fabricación: 400 M€

Evolución en Bolsa de empresas vinculadas al sector: 2.100 M€

Empleo en 2007: 26.500 puestos de trabajo

Titulares de instalaciones solares: más de 15.200 personas físicas

A pesar del parón que se pueda producir con el nuevo RD 1578/2008 de 26 de septiembre que regula la retribución solar fotovoltaica para las instalaciones posteriores a 29.9.08, se prevé que en 2008 que España represente el 21% del mercado global contribuyendo en un 30% al desarrollo de esta energía en el Mundo

Potencial de penetración

Dada la facilidad de implementación que tienen estas plantas su velocidad de penetración podría ser muy elevada y su contribución al mix de producción estará sólo limitada, mientras estas instalaciones necesiten tarifas especiales de generación, por los cupos que se establezcan en la revisión del R.D.

Competitividad

El coste de la generación fotovoltaica se encuentra en continua evolución debido al rápido desarrollo tecnológico

Los elementos de coste más determinantes son: módulos o paneles fotovoltaicos y, en segundo término el resto de componentes de las instalaciones como son las estructuras de soporte, inversores de corriente, transformadores, líneas de evacuación, cableado y equipos eléctricos.

Los costes de los paneles están ya por debajo de los 3€/Wpico aunque la media del coste de las instalaciones llave en mano de instalaciones de 100 kW con seguimiento instaladas en 2008 en nuestro país ha estado en torno a los 750.000 €

Adicionalmente las plantas fotovoltaicas han contribuido al refuerzo de la red de distribución y transporte con una inversión en los últimos 5 años de 14 millones de euros en subestaciones, centros de transformación y líneas y que ha supuesto una mejora de la calidad de suministro para los consumidores finales.

Asimismo, estas plantas contribuyen a la cobertura del pico de demanda en verano los que podría permitir reducir las inversiones en redes de transporte y distribución.

También, como el resto de la generación mediante energías renovables contribuye a la reducción de los precios del mercado mayorista de electricidad especialmente en las franjas horarias y estacionales donde la producción solar es más elevada y los costes medios de producción más elevados.

Ventajas

Además de las ventajas generales compartidas por las energías renovables de inagotable, limpia, autóctona y respetuosa con el medio ambiente, ayudando a cumplir los compromisos de emisiones de CO₂, es muy sencilla de instalar y requiere poco mantenimiento.

La potencia es modulable con mucha facilidad y los paneles tienen una vida larga, superior a los 30 años y son resistentes a la intemperie.

En el caso de las instalaciones aisladas evitan cuantiosas inversiones en infraestructura.

Inconvenientes

Las plantas fotovoltaicas conectadas a red proporcionan energía fluyente y no disponen de sistemas de almacenamiento competitivos en coste para poder ser gestionables de acuerdo a las necesidades de la demanda y del operador del sistema eléctrico.

Frenos al desarrollo y propuestas para superarlos

El mayor freno es estos momentos lo constituyen los cupos de potencia que marca el nuevo RD 1578, muy por debajo de las capacidades del sector.

Unos límites amplios y un sistema de aseguramiento de la retribución, si se demuestra el cumplimiento de determinados requisitos técnicos y se exigen avales, garantizaría la financiación de las futuras plantas y se evitaría la fuerte especulación habida hasta ahora en este sector.

FICHA 4: PARQUES EÓLICOS

Convierten la energía cinética del viento en energía eléctrica a través del rotor formado por las palas que al girar accionan un generador eléctrico.

Existen varios tipos de aerogeneradores que se diferencian en función de la disposición del eje, horizontal ó vertical, ó del número de palas.

Para los parques eólicos, cuya potencia unitaria de los aerogeneradores ha ido progresivamente creciendo desde pocos cientos de kW a potencias superiores al 1 MW en la actualidad, la configuración mas empleada es la de eje horizontal con tres palas.

Agrupando varios generadores se constituye un parque. Se simplifica el diseño al tener una sola subestación de energía para transformación y enlace con la red general.

Por la naturaleza aleatoria del recurso eólico, suavizado por su implantación a lo ancho de la geografía española, es importante ejercer algún tipo de control sobre su producción. Para ello se ha puesto en funcionamiento por el operador del sistema REE, el centro de control de renovables, CECRE, que vigila en cada momento la repercusión que pueda tener la generación eólica sobre la seguridad del suministro ante situaciones de gran producción eólica y baja hidraulicidad ó posibles disparos de centrales convencionales. A la vista de la situación el CECRE puede dar órdenes de reducción de producción renovable ó en caso mas graves el disparo de parques.

En cuanto a la ubicación de los parques se distinguen dos variantes: en tierra (onshore) o en el mar (offshore).

Los aerogeneradores menores de 100 kW se utilizan para aplicaciones de demanda distribuida, conectados a la red de baja tensión. Para estas potencias se emplean diseños tanto de eje horizontal como de eje vertical.

La terminología de minieólica se aplica a rotores de menos de 300 m² de área.

Implantación en España

Al 30 de Junio 2008 se encuentran instalados del orden de 16.000 MW eólicos que suponen una aportación media anual de energía del 10% de la energía eléctrica producida en España.

La totalidad de los parques se encuentran instalados en tierra.

La implantación de parques en el mar tiene problemas derivados tanto de nuevos materiales que resistan la corrosión del ambiente salino como de las grandes potencias de su instalación que demandan costosas infraestructuras de conexión al sistema eléctrico y su despliegue no se prevé de forma inmediata sino a medio plazo.

El sector eólico mantiene 32.000 trabajadores directos agrupados en 250 empresas que dedican un 80% de su facturación al sector. Junto a ellos hay aproximadamente 36.000 empleos indirectos relacionados con dicha actividad.

Potencial de penetración

En el nuevo documento "Planificación de los sectores de Gas y Electricidad" recientemente aprobado por el Gobierno, se considera una potencia instalada para 2016 de 29.000 MW.

La cifra manejada por las empresas del sector sería de 42.000 MW para esa fecha y de 50.000 MW para 2020. En ambos casos crecerá sensiblemente la implantación de instalaciones offshore que podría llegar hasta suponer un 20% del total.

Competitividad

El precio del kWh producido irá disminuyendo progresivamente en las instalaciones onshore debido a la madurez tecnológica y la economía de escala. Sin embargo la eólica marina tendrá que superar desafíos tecnológicos que demorarán la bajada de precios de su producción.

Otro aspecto interesante a considerar es el impacto de la generación eólica en el sistema eléctrico tanto en cuanto a su repercusión sobre la seguridad como en los precios de la electricidad.

Según un reciente estudio se produce un ahorro al sistema cifrado entre 7-12 €/MWh es decir 11-22 % de reducción del precio de la energía sobre la cifra que resultaría de casar la oferta y la demanda en ausencia de producción eólica, debido al desplazamiento de centrales mas caras que marcan el precio marginal de generación que se aplica finalmente a toda la producción. El ahorro total estimado ascendió en 2007 a 2.500 M€. Comparado este ahorro con el coste de la prima al sector eólico de 980 M€ en ese mismo año, se obtiene un ahorro neto para el sistema de 1.520 M€.

Ventajas e inconvenientes

Se trata de una tecnología probada sobre todo la parte onshore .El recurso es abundante aunque en tierra se producirá una escasez de terrenos con alto nivel de viento por lo que habrá que desarrollar palas con una mejora de la captación a bajas velocidades.

Asimismo, la energía eólica es una energía fluyente y, por tanto, no gestionable si no se acoplan sistemas de almacenamiento, en bombeo, hidrógeno o aire comprimido, lo que encarecería notablemente las instalaciones.

Frenos a su desarrollo y propuestas para superarlos

Los principales frenos a la expansión de la eólica se encuentran en la lentitud de la tramitación de las instalaciones y la inseguridad jurídica, debido a la falta de firmeza del marco regulatorio en cuanto a los procedimientos administrativos.

En el plano técnico pueden citarse la dificultad de promover las instalaciones de conexión y de refuerzo de la red para evacuación de la energía producida.

FICHA 5: MINIHIDRÁULICA

Las llamadas centrales minihidráulicas no son más que centrales hidroeléctricas de pequeña potencia, en su acepción popular, surgida a tenor de la legislación dimanante de la Ley de Conservación de la Energía de 1.980.

Básicamente consiste en tomar el agua de un río mediante un pequeño azud, conducirlos hasta una cámara de carga y de ahí, mediante una tubería forzada, llevarla hasta una turbina situada en una cota inferior que mueve un alternador que, a su vez, genera la corriente eléctrica.

Hay muchos tipos de centrales: desde las de cabecera de los ríos, caracterizadas por disponer de poco caudal pero de mucho desnivel (salto), hasta las del curso bajo de los mismos que, al contrario de las anteriores, suelen disponer de mucho caudal, pero de poco salto, pasando por las situadas en los tramos intermedios de los ríos. Además, están también las llamadas de pie de presa que, como su propio nombre indica, se encuentran adosadas a una gran presa.

Inicialmente se entendían como tales las de potencia inferior a 5 MW. Desde hace varios años ese límite se ha llevado hasta los 10 MW de potencia nominal. A estas centrales se les asimilan también las centrales de potencia situada entre los 10 y los 50 MW.

Cuando se promulgó la Ley de Conservación de la Energía de 1.980 y se liberalizó la producción de electricidad a condición de que se empleasen fuentes renovables de energía (que en aquellos tiempos era únicamente la hidráulica) o tecnologías de alta eficiencia (cogeneración), se dio carta de naturaleza a lo que años después se denominaría el sistema especial, por contraposición al ordinario, de producción eléctrica.

Dicho sistema se caracterizaba por que cualquier inversor privado podía construir una instalación de generación eléctrica de estas características en la seguridad de podría conectarla a la red de la compañía distribuidora más próxima por estar ésta obligada a hacerlo y que tendría vendida toda su producción a la propia compañía distribuidora de la zona, a la que paralelamente se le imponía su adquisición, a un precio fijado reglamentariamente.

Paralelamente un Real Decreto del año 1985 facilitaba la obtención de las necesarias concesiones hidroeléctricas mediante la supresión del trámite de la "competencia de proyectos" en los expedientes concesionales que, si bien se reintrodujo por otro real decreto de 1988, permitió que muchos inversores privados pudieran acogerse a dicha facilidad y se contabilizaran numerosísimas peticiones en toda España.

El éxito de las medidas legislativas en los ámbitos energéticos, hidráulicos y económicos fue inmediato y durante la década de los 80 y buena parte de los 90 se construyeron en España muchas minicentrales. Al principio se optó más por la rehabilitación de antiguos molinos para aprovechar las infraestructuras existentes (casa de máquinas, azudes, canales...), mientras que progresivamente se iban acometiendo la construcción de instalaciones de nueva planta.

Implantación

Si bien, como ya se ha comentado, a mediados de los 80 y principios de los 90 el ritmo de implantación de potencia minihidráulica era vivo, en la actualidad es todo lo contrario. Según

datos de la Comisión Nacional de Energía de abril de 2008, existe un total de 1.348 MW de potencia minihidráulica en funcionamiento, es decir, con inscripción definitiva en el Registro de Instalaciones de Producción en Régimen Especial.

El objetivo a alcanzar a finales del año 2010 según el propio Plan de Energías Renovables 2005-2010 es de 2.400 MW de potencia instalada, cifra que, o cambian muy radicalmente las condiciones de entorno actualmente existentes, o no se alcanzará.

Potencial de penetración

El potencial de penetración realizable en España de la energía minihidráulica es muy superior a la cifra objetivo mencionada y todavía lo es más si nos referimos al potencial teórico. El problema es que, por razones políticas e institucionales, el uso hidroeléctrico de las aguas continentales no goza de la mínima aceptación necesaria por parte de la clase política y por la autoridad hidráulica (confederaciones hidrográficas) que resultaría necesario para alcanzarlo, no ya dicho potencial, sino siquiera el objetivo del Plan de Energías Renovables.

Competitividad

La energía minihidráulica resulta competitiva en las condiciones económicas existentes hoy en España. Es cierto que, en comparación con la eólica, el ratio de inversión por unidad de potencia instalada es superior en la minihidráulica, pero también lo es que, salvo excepciones, las horas equivalentes de utilización de la potencia nominal suelen ser mayores en la hidráulica que en la eólica.

En la actualidad no habría en principio dificultad en encontrar capitales dispuestos a ser invertidos en instalaciones minihidráulicas en España. La ausencia de proyectos construidos no viene ni de la ausencia de éstos ni de su rentabilidad, sino de la ausencia de las autorizaciones administrativas y permisos necesarios para acometer su construcción.

Ventajas

La tecnología es madura y está perfectamente contrastada y probada. Buena calidad de la energía eléctrica generada y buen comportamiento eléctrico de las instalaciones, pues el empleo de generadores síncronos hace que sean capaces de no desconectarse de la red ante los huecos de tensión provocados por el fallo estructural de una gran infraestructura.

Estudios de Ciclo de Vida establecen que la energía minihidráulica es la energía cuyo aprovechamiento tiene el menor impacto ambiental asociado de entre todas las energías renovables.

Inconvenientes

El principal y prácticamente único inconveniente se deriva de sus requisitos de emplazamiento ya que hay que instalarlas en los ríos, lo cual, en un país seco como España implica hacer compatibles estas instalaciones con otros usos del agua que tienen multitud de potenciales usuarios, a la vez que minimizar los impactos medioambientales. En este sentido, se hecha en falta una auténtica cultura de compatibilización de usos que hoy por hoy brilla por su ausencia. Por ejemplo, es de lamentar que más de un centenar de obras hidráulicas del Estado ya realizadas como presas, canales, etc, y, por tanto con el impacto ambiental ya producido, carezcan a día de hoy de un aprovechamiento hidroeléctrico asociado.

Frenos a su desarrollo y propuestas para superarlos

El freno al desarrollo de la minihidráulica viene dado, como se ha dicho, por la enorme dificultad para obtener la concesión hidroeléctrica del organismo de cuenca y el resto de autorizaciones y permisos necesarios. Basta que cualquier organismo administrativo, a los que se solicita informes no vinculantes, manifieste su opinión contraria a la solicitud para que el órgano sustantivo deniegue la concesión hidroeléctrica solicitada.

Para superar esa praxis administrativa solo se puede recomendar que los técnicos de la administración y los políticos que les marcan directrices, en vez de operar mediante valores convenidos y apriorísticos, se informen de cuáles son realmente los impactos de una minicentral sobre el medio ambiente (mucho menores de los que se piensa) y cuáles son los beneficios medioambientales que con dicha minicentral se consiguen.

FICHA 6: BIOMASA ELÉCTRICA Y TÉRMICA (ESCALA INDUSTRIAL)

La biomasa puede tener múltiples orígenes: vegetal (cultivos energéticos, residuos industriales o agrícolas, ...) u orgánico (residuos sólidos urbanos, ganaderos, lodos de depuradoras, ...), su transformación varias vías: termoquímicas (combustión, pirólisis, gasificación, ...) o bioquímicas (fermentación, biodigestión, ...) y aprovechamiento final también varias opciones (térmico, eléctrico, transporte, ...)

Respecto al aprovechamiento eléctrico, que recoge esta ficha, la materia combustible que se considera biomasa a los efectos del Régimen Especial de Generación de Electricidad presenta un abanico muy amplio y se clasifica en tres subgrupos que, resumidamente, con sus orígenes más característicos, se detallan a continuación:

- Cultivos energéticos agrícolas, básicamente herbáceos o leñosos, así como los residuos de actividades agrícolas y forestales.
- Biogás procedente de vertederos incluidos los de residuos sólidos urbanos, así como de la biodigestión anaerobia de residuos biodegradables industriales, ganaderos y agrícolas.
- Residuos de las empresas agroindustriales, de instalaciones industriales del sector forestal y los licores negros de la industria papelera.

Respecto al uso final térmico, dada la dificultad de asegurar grandes volúmenes a través de empresas de logística y de abastecimiento de biomasa, sólo aquellas empresas que pueden autoconsumir sus residuos o el sector doméstico, cuyo sistema de distribución es menos complicado, pueden presentar cifras relevantes e consumo.

Así, en España se consumen más de 4 Mtep para usos finales térmicos de los que el sector doméstico utiliza prácticamente la mitad y el resto se encuentra repartido en usos industriales entre los que destacan las industrias del papel, de madera y muebles y alimentación.

El aprovechamiento y transformación de la biomasa en biocombustibles para el transporte se describe en ficha separada.

Implantación Actual en España

Actualmente en España, según datos de la CNE a mediados de 2008 hay instalados 382 MW en plantas de biomasa sólida, básicamente a partir de la combustión de residuos agroindustriales. El objetivo señalado a alcanzar en 2010 para combustibles procedentes en su mayoría de cultivos energéticos, de residuos agrícolas o forestales y de residuos agroindustriales, según está fijado en el PER, es de 1370 MW, por lo que actualmente nos encontramos al 29% del cumplimiento de ese ambicioso objetivo.

Las plantas de gasificación-motor instaladas hasta el momento en España son plantas piloto, menores de 2 MW, pero que operan en régimen comercial.

Potencial de penetración

Aunque las estimaciones de potencial existente y futuro de combustibles biomásicos en España indican que dicho potencial es muy elevado (razón por la cual el PER descansa en más de un 50% en la bioenergía), no se estima que, bajo las condiciones regulatorias y retributivas actuales, se consigan grandes aceleraciones en la implantación de plantas de biomasa y de biogás en

nuestro país. En los últimos 7 años se han instalado en España 294 MW en plantas de biomasa convencionales, lo que según la CNE corresponde a una velocidad de implementación de 4 MW/mes, por lo que desde esta misma fuente consideran que para alcanzar el objetivo previsto para 2010 (1370 MW) se tardarían 17,3 años, es decir, según esta velocidad se alcanzaría el objetivo fijado para 2010 en el año 2025. Para el caso de plantas de biogás, la CNE estima que dicha velocidad de implantación es de 1 MW al mes.

Competitividad

Las ajustadas retribuciones a la generación de energía eléctrica a través de recursos biomásicos, unidas a la complicación inherente que conlleva el abastecimiento de las plantas de biomasa/biogás (logística, transporte, adecuación de las biomásas, competencia de combustibles en otros mercados, etc.) hacen que en ocasiones resulte complicado alcanzar rentabilidad para los proyectos.

Adicionalmente, en los últimos años se ha producido un importante incremento en el precio de los bienes de equipo, calderas, turbinas, etc., lo no contribuye a hacer atractivas las inversiones en este sector.

Ventajas

Las emisiones de CO₂ que produce se consideran neutras, y por lo tanto son menores que las que producen las centrales térmicas de carbón o de gas natural. Además también genera menos SO₂ que una central de carbón. Se produce un valor añadido muy positivo al poder utilizar residuos de distintas industrias, monte, explotaciones ganaderas y agrícolas, etc. en estos procesos de generación de energía a través de ellos (dos efectos: eliminación del residuo + generación de energía)

Las plantas de generación eléctrica con biomasa son gestionables pudiendo adaptarse a las necesidades de la demanda a requerimiento del operador del sistema

Inconvenientes

Los costes de generación de la energía (de inversión, explotación, logística, acondicionamiento, almacenamiento y transporte) continúan siendo altos. La incertidumbre que existe a la hora de asegurar el suministro en una planta de biomasa constituye uno de los más importantes inconvenientes que impiden el desarrollo del sector.

Frenos al desarrollo y propuestas para superarlos

Conseguir optimizar la logística de transporte, acondicionamiento y abastecimiento de las biomásas con mejoras tecnológicas de los equipos, e impulsar la creación de empresas de logística de biomásas que suministren combustibles de forma estable y fiable a largo plazo. Conseguir que las retribuciones establecidas sean las necesarias de forma que se consiga rentabilizar las inversiones y mejorar la I+D+i de las instalaciones.

Fomentar el desarrollo de la agroenergía, con objeto de que los cultivos energéticos se conviertan en una vía alternativa para el desarrollo del medio agrario español.

FICHA 7: BIOGAS

Biogás es el nombre genérico de los gases producidos como consecuencia de la degradación anaerobia o biometanización de residuos orgánicos, con independencia de la materia prima y la técnica empleada. Tiene por tanto múltiples orígenes que pueden agruparse en: urbano (FORSU y lodos de EDAR), ganadero e industrial. Está constituido principalmente por metano (55-60%) lo que le confiere un valor energético importante y al mismo tiempo su utilización evita la emisión de GEI.

Respecto a la tecnología de generación, el biogás se puede clasificar en dos grupos:

- Procedente de vertederos controlados de residuos sólidos urbanos
- Producido a partir de residuos biodegradables tratados en digestores anaerobios

La energía del metano, su principal constituyente, puede emplearse en generación de energía eléctrica o para usos térmicos, entre otras posibles aplicaciones.

Para la generación de energía eléctrica se emplean motores de combustión interna adaptados para quemar un combustible de las características del biogás. La totalidad del biogás procedente de los vertederos controlados de RSU españoles es utilizado de esta forma. La combustión de biogás para uso térmico es actualmente menos frecuente que la aplicación eléctrica, y se concentra sobre todo en las instalaciones de producción de biogás a partir de residuos industriales biodegradables; este calor puede ser empleado para la calefacción del digestor y de haber excedentes éstos se dirigirían a otros usos dentro de la planta industrial.

En 2003, con un consumo de 248 ktep, se superó el objetivo de la planificación energética establecida en el Plan de Fomento de las Energías Renovables (2000-2010) que estaba fijado en 230 ktep para 2010. En la actualidad el consumo está próximo a los 350 ktep.

Implantación Actual en España

El aprovechamiento energético del biogás ha tenido un notable incremento en los últimos años. Actualmente hay instalados 175 MW procedentes de biogás de vertedero y de plantas de biometanización, habiéndose superado ampliamente las previsiones contempladas en el Plan de Fomento de las Energías Renovables (2000-2010) que estaban establecidas en 111 MW para el 2010. En el PER 2005-2010, donde se recogen los ajustes al anterior Plan, se eleva el objetivo a 235 MW, estando en estos momentos con un grado de cumplimiento del 75%.

A diferencia del desarrollo de proyectos para la desgasificación de vertederos, el uso energético de biogás producido a partir de otro tipo de residuos ha experimentado pocos avances; y esto es especialmente cierto en el caso del tratamiento de los residuos ganaderos por digestión anaerobia. Para apoyar la generación de biogás a partir de este tipo de residuos cabe destacar las primas a la electricidad generada con esta fuente y el Proyecto Singular Estratégico (PSE) "Desarrollo de sistemas sostenibles de producción y uso de biogás agroindustrial en España" conocido como PROBIOGAS, subvencionado por el Ministerio de Ciencia e Innovación.

Potencial de Penetración

El uso del vertedero se ha incrementado en un 400% en los últimos 6 años. Por otra parte, la entrada en vigor del Real Decreto 1481/2001 también ha contribuido de manera importante al

crecimiento de las plantas de biometanización de la forsu con 10 plantas en operación, con una capacidad de tratamiento superior a los 2 millones de toneladas de RSU al año, y 15 plantas en construcción. Más recientemente, la publicación del Real Decreto 661/2007 con la mejora de primas a la generación y la necesidad de cumplir con la reglamentación medioambiental con respecto al tratamiento de los residuos biodegradables incrementarán el interés sobre las plantas de biogás especialmente de residuos ganaderos. Fruto de este movimiento ha surgido un gran proyecto como PROBIOGAS con el objetivo de desarrollar sistemas de producción y uso de biogás en entornos agroindustriales sostenibles, así como la demostración de su viabilidad y promoción en España, ya que la biometanización de los residuos ganaderos es la que más perspectivas de futuro tiene.

Competitividad

En la valoración de la competitividad de estas instalaciones debe tenerse en cuenta las mejoras medioambientales que supone la utilización de esta tecnología en el cómputo global de la industria o explotación a diferencia de otras técnicas de secado de residuos ganaderos que emplean gas natural en el proceso de depuración.

Ventajas

La degradación anaerobia de los residuos tiene ventajas importantes, tanto desde el punto de vista energético como medioambiental, ya que es un proceso que produce energía de un residuo y, por otra parte, se evita que éste contamine el medio ambiente. La cantidad de CO₂ emitida a la atmósfera también se reduce al recuperar el biogás de los residuos, y no ser necesario quemar otro combustible para generar una cantidad igual de energía. El metano tiene 20 veces más efecto invernadero el CO₂, por lo tanto, el metano al quemarse y convertirse en CO₂ reduce el impacto del biogás como gas de efecto invernadero.

Inconvenientes

En lo relativo a la generación de biogás a partir de la FORSU, el principal inconveniente es conseguir una buena separación de ésta del resto de los componentes que integran los RSU, así como la rentabilidad de las plantas de pequeño tamaño. Con respecto a los residuos ganaderos los inconvenientes son las grandes inversiones que hay que realizar, todavía con algunos problemas tecnológicos y la baja producción de biogás en instalaciones que únicamente tratan purines porcinos, sin que se internalicen los beneficios ambientales de la biometanización en los costes de la explotación ganadera. Respecto a los residuos industriales biodegradables no todos han dado buenos resultados con estas tecnologías. En el caso del biogás de vertedero un inconveniente es el cumplimiento de lo dispuesto en la Directiva 1999/31 acerca de la eventualidad de depositar materia orgánica en vertederos y a nivel técnico la presencia en algunos casos de compuestos que pueden ser corrosivos para los motores y cuya purificación se está consiguiendo actualmente pero a un precio elevado. Con relación a los lodos de depuradora, no suelen ser aprovechados energéticamente en instalaciones EDAR de pequeño tamaño.

Frenos al desarrollo y propuestas para superarlo

Con relación al biogás de vertedero, la llegada en el futuro de menor cantidad de materia orgánica a los vertederos disminuirá la generación de biogás, sin embargo el empleo del vertedero biorreactor, en función de los resultados de las investigaciones que se están llevando a cabo actualmente, principalmente en EEUU, puede superar este inconveniente. Un freno al desarrollo

de esta tecnología aplicada a los residuos ganaderos ha sido no conseguir los rendimientos esperados en cuanto a generación de biogás, para lo que ya se han propuesto medidas como el desarrollo de sistemas de co-digestión entre residuos biodegradables, contemplado como objetivo de PROBIOGAS. Con respecto a los costes asociados a la limpieza del biogás para cogeneración, éstos pueden ser superados mediante la optimización y mejora de los procesos de depuración y limpieza del biogás. Con relación al digestato, las barreras que representa su aplicación en los campos de cultivo pueden ser solventadas con estudios y normativa adecuada. Por otra parte, la ausencia de legislación en España para la utilización del biogás como combustible de automoción, que viene siendo práctica común en algunos países europeos, como por ejemplo, Suecia y algunos otros, puede resultar un freno a la hora de utilizar el biogás para esta aplicación. La falta de capacidad de evacuación de las redes es una barrera común con otras formas de generación eléctrica de fuentes renovables.

FICHA 8: BIOCARBURANTES

Los biocarburentes son combustibles líquidos o gaseosos para automoción producidos a partir de biomasa, entendiéndose como tal la materia orgánica biodegradable procedente de cultivos y residuos agrícolas, forestales, industriales y urbanos.

En la actualidad, con dicha finalidad, se producen a escala industrial dos tipos de biocarburentes: el Biodiesel y el Bioetanol.

El biodiésel es un éster alquílico producido a partir de la reacción de triglicéridos de aceites vegetales o grasas animales con un alcohol de cadena corta. En España y el resto de la UE los aceites de primer uso más utilizados son la colza, la soja y el girasol, teniendo también su peso los aceites usados. El alcohol más utilizado es el metanol al ser más barato que el etanol. También se está estudiando su potencial producción a partir de algas, cardo y jatropha.

Estos ésteres metílicos pueden ser utilizados en motores diésel comercializándose en España en estado puro o en mezclas con gasóleo entre el 10% y el 30%. Recientemente la Comisión Europea ha confirmado que su uso en porcentajes del 10% o superiores no entraña problemas para el motor, pese a lo que algunos fabricantes de vehículos siguen sin garantizar su uso en porcentajes superiores al 5%, de acuerdo con la norma EN590 del gasóleo, que permite dicho porcentaje de mezcla sin necesidad de etiquetaje diferenciado con respecto al gasóleo puro. Esta norma está siendo actualmente revisada para, en una primera etapa, permitir la mezcla hasta el 7% en 2010 y, posteriormente, aumentar al 10% en 2014. Dichas mezclas deberán estar disponibles en las estaciones de servicio con más de dos surtidores.

El bioetanol se produce a partir de la fermentación de materia orgánica con altos contenidos en almidón como los cereales, la remolacha y la caña de azúcar. El uso de enzimas avanzadas está permitiendo, además, su obtención a partir de material lignocelulósico en plantas piloto. En la UE se utiliza habitualmente en mezclas con gasolina hasta el 5% según la norma europea EN228 o formando un compuesto llamado ETBE utilizado como oxigenante y mejorador del octanaje de la gasolina. En España se utiliza únicamente como ETBE debido a la negativa de la industria petrolera de realizar mezclas directas. En otros países, como Brasil, el porcentaje de bioetanol en la gasolina ha ido aumentando desde el 4,5% en 1977 hasta el 15% en 1979 y el 20% en 1981 alcanzándose en la actualidad un porcentaje mínimo de mezcla del 23%.

El bioetanol también puede ser utilizado en motores específicos, llamados vehículos flexibles (FFV) en mezclas de hasta el 85%. Adicionalmente, distintas experiencias han demostrado que podría ser utilizado también en motores diésel adaptados, ya sea en estado puro o al 95% en motores pesados (Heavy Duty Vehicles) o en bajos porcentajes con gasóleo, normalmente entre 10 y 15%, formando un nuevo carburante que se ha venido a denominar E-diesel.

Además de los biocarburentes comentados, existen otros que están siendo estudiados y cuya aplicación futura resulta muy prometedora. Así están los biocarburentes conocidos como BtL, es decir Biomass-to-Liquid, que se producen a partir de cualquier tipo de biomasa por gasificación y posterior licuefacción mediante proceso Fischer-Tropsch o isomerización, es decir, por "reordenamiento" de los átomos de las moléculas para asemejarlas a hidrocarburos. También se

puede producir biodiesel a partir de aceites vegetales por hidrogenación, mediante la adición directa de hidrógeno diatómico bajo presión y en presencia de un catalizador.

Implantación en España

A finales de 2007, la capacidad total instalada de la industria española del biodiésel era de 814.620 toneladas/año, repartidas en un total de veinticuatro (24) plantas productivas. La producción a lo largo de todo el año fue de 148.777 toneladas y las ventas en territorio nacional de 292.646 toneladas, es decir, prácticamente el 50% del biodiésel fue de importación.

La industria española de bioetanol contaba a finales de 2007 con una capacidad total instalada de 456.000 toneladas/año repartidas en un total de cuatro (4) plantas. La producción total de bioetanol en España a lo largo del año fue de 284.131 toneladas y las ventas en territorio nacional de 198.658 toneladas, es decir, parte del bioetanol tuvo que ser exportado..

Potencial de penetración

Según la *Hoja de Ruta de las Energías Renovables* de la Comisión Europea, los biocarburantes podrían llegar a suponer hasta un 14% de los carburantes en el transporte en el año 2020. Sin embargo, la Comisión ha planteado un objetivo del 10% como medida preventiva, pudiendo ser alcanzado mayormente con materia prima europea y estando sujetos a los criterios de sostenibilidad propuestos.

Competitividad

Los biocarburantes compiten en el mercado con los carburantes fósiles a los que sustituyen. Actualmente los carburantes fósiles no tienen internalizados los costes ambientales y socioeconómicos que su exploración, extracción, transporte, refinado y distribución suponen. Además en muchos países gozan de apoyos públicos para financiar la exploración y explotación de campos petrolíferos. Por ello se encuentran perfectamente justificadas las exenciones fiscales a los biocarburantes para facilitar su competitividad.

Ventajas

Los beneficios medioambientales asociados al consumo de biocarburantes han sido documentados por numerosas entidades de prestigio a nivel mundial, destacando particularmente la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), la disminución de la contaminación atmosférica y la mejora de la eficiencia energética.

Adicionalmente, el desarrollo de un mercado y una industria sólida de biocarburantes permite la reducción de la dependencia energética, el aumento de la diversificación de suministro, la mejora de la balanza comercial, el incremento del rendimiento de los vehículos y el impulso en favor del sector agrícola.

Inconvenientes

La problemática más significativa es el posible impacto de los cultivos destinados a biocarburantes. Por ello se debe asegurar que las materias primas a partir de las cuales se fabrican se cultiven en tierras que anteriormente no hayan tenido una elevada biodiversidad (como bosques tropicales, por ejemplo) o que tengan un elevado stock de carbono (como los humedales).

Asimismo se debe ampliar el abanico de materias primas potenciando el uso de materias autóctonas, el reciclado de aceites, algas, materia leñosas, residuos urbanos, etc, al objeto de evitar esos inconvenientes.

Frenos al desarrollo y propuestas para superarlos

El marco regulatorio en España ha permitido la creación de una industria española de biocarburantes, sin embargo, algunas carencias de este modelo y de su aplicación están frenando su desarrollo. Ante esta situación se requerirían las siguientes medidas adicionales:

- Aplicar lo más rápidamente posible el reglamento de la obligación de biocarburantes con el objetivo de alcanzar al menos el 10% en 2020, en el marco de una política integral, garantizando su calidad y asegurando la aceptación de la industria automovilística.
- Hacer frente a la competencia desleal del biodiésel procedente de países en los que goza de subvenciones en origen, con lo que al llegar a España se vende por debajo de coste, constituyendo dumping fiscal, como es el caso de EE.UU y Argentina,. En el caso del primero, biodiésel recibe un crédito fiscal de 0,2 €/l al que se suma al llegar a España el tipo cero del IEH (0,278 €/l).
- Impulsar el desarrollo agroenergético en España con medidas concretas de apoyo.
- Abordar la problemática de la oscilación de los precios internacionales de las materias primas agrícolas y avanzar en el I+D de biocarburantes basados en materias primas no alimentarias.

Finalmente, pese a la brutal campaña puesta en escena contra los biocarburantes, sin comparación con la falta de exigencias de certificación ecológicas a las industrias petrolífera, alimentaria o maderera, se deben realizar campañas informativas sobre las ventajas y riesgos potenciales de los biocarburantes que están suficientemente preparados para liderar la certificación de sostenibilidad en línea con la Directiva de la U.E de Energías Renovables.

FICHA 9: INSTALACIONES GEOTERMICAS

La geotermia es la energía almacenada en forma de calor que se encuentra bajo la superficie de la tierra, esta energía puede ser aprovechada bien para la producción directa de calor, bien para la generación de electricidad. Es una energía renovable limpia y de producción continua las 24 horas del día y por tanto gestionable.

Las aplicaciones de la energía geotérmica se dividen en: producción energía eléctrica, producción de calor directo y bomba de calor geotérmica

Producción de Energía eléctrica:

El desarrollo de la geotermia convencional para producción de energía eléctrica comenzó en Larderelo (Italia) en 1904 y en 2007 ya existían casi 10 GWe de potencia eléctrica instalada en el mundo. Los países con mayores desarrollos son Estados Unidos con 2687 MW y Filipinas con 1970 MW de potencia eléctrica instalada. En Europa el mayor productor es Italia con 811 MW de potencia instalada.

La tecnología de producción de energía eléctrica consta de dos partes bien diferenciadas. Por un lado está el subsuelo donde se desarrollan los sondeos o perforaciones que tienen como objeto acceder hasta el reservorio geotermal para extraer el calor a la superficie en forma de vapor a presión o agua caliente; por otro lado está la planta geotérmica, situada en la superficie y cuyo objetivo es la generación de electricidad a partir de la transformación del calor extraído del subsuelo en energía mecánica mediante un ciclo termodinámico.

Inicialmente, hasta los años 70 sólo se explotaban sistemas geotérmicos en los que se extraía del subsuelo vapor de agua a alta presión de manera natural y directa, pero en la actualidad ya se explotan sistemas geotérmicos que necesitan de algún tipo de estímulo para poder extraer el calor. Bien son sistemas secos a los que hay que inyectar agua, o son sistemas en los que hay que incrementar la fracturación de la roca para que el agua-vapor circule con mayor fluidez y se genere el caudal necesario para poder producir energía eléctrica en superficie.

En un principio solo se aplicaban los ciclos flash en los que es necesario la presencia de vapor de agua a presión para mover la turbina de manera directa. En la actualidad se están implantando plantas de ciclo binario (orgánico-kalina) donde se puede trabajar con agua caliente extraída del subsuelo con temperaturas de hasta 120 °C, Este fluido primario intercambia su calor con el fluido secundario de menor punto de ebullición (líquido orgánico o agua-amoniaco) que es el que se convierte en vapor a presión y mueve la turbina.

Tanto la evolución de la tecnología de estimulación del subsuelo como la mejora en la eficiencia de los ciclos termodinámicos ha abierto el campo de desarrollo de proyectos geotérmicos, permitiendo explotar recursos de menor temperatura o situados a mayores profundidades; este es el caso de los cuatro proyectos que se encuentran ya en fase de producción en Europa; Soultz en Francia y Landau, Unterhaching y Neustadt-Glewe en Alemania.

Producción de calor directo

Esta tecnología comenzó a desarrollarse de forma importante en los años 80 del siglo pasado y consiste en el intercambio directo del calor del subsuelo con otro circuito secundario en superficie

(red de distrito) que calienta de manera directa los edificios. El fluido de agua caliente con temperaturas medias de 80°C y caudales de 200 m³/h y sirve tanto para calefacción como para agua caliente sanitaria. A través de un convertidor, se puede invertir el proceso generando frío en el verano. En la actualidad hay más de 5.000 MW de potencia térmica instalada en el mundo, París es uno de los mejores ejemplos de desarrollo de redes de calor geotérmico directo con 230 MW de potencia instalada que generan 1.265 GW/h de energía útil año que proporcionan calefacción y ACS a más de 166.000 viviendas.

Bombas de Calor Geotérmicas

Consiste en el aprovechamiento de recursos geotérmicos de muy baja temperatura, por debajo de 50° y hasta 15°C ayudándose de un sistema de bomba de calor, en la actualidad ya proporciona 4.500 MWt de potencia instalada solo en Europa

Implantación Actual en España

La Geotermia es una tecnología emergente en nuestro país y todavía se encuentra en fase de desarrollo. Actualmente, sólo existen proyectos de aprovechamiento geotérmico para uso térmico en instalaciones balnearias, calefacción en invernaderos o para calefacción de viviendas con una potencia instalada en el año 2006 de 22,3 MW térmicos.

En cuanto al uso directo del calor, se están iniciando estudios de viabilidad para el desarrollo de redes de calor de distrito geotérmicas en Madrid donde se podría contar con una instalación de 8MW y una generación de 45.000 MW térmicos útiles año para 2010. El potencial del área de Madrid es superior a los 120 MW Térmicos de potencia instalada. Existen otras zonas como Barcelona, Galicia, Murcia, Mallorca y Albacete

La investigación llevada a cabo por el Instituto Geológico y Minero de España en los años 80 pone de manifiesto la existencia de zonas con potencial para albergar sistemas geotérmicos convencionales (Islas Canarias) y sistemas geotérmicos estimulados (Áreas de Madrid y Barcelona) susceptibles para ser aprovechados para producción de energía eléctrica

Potencial de penetración

La bomba de calor geotérmica ya es una realidad en nuestro país donde se prevé un fuerte crecimiento para los próximos años. Durante 2007 varios grupos internacionales líderes en el sector han establecido filiales en nuestro país.

En cuanto al uso directo de la geotermia en redes de distrito se esperan desarrollos importantes en la próxima década que podrían llevarnos a una potencia instalada cercana a los 100MWt.

Finalmente, en el caso de la generación de energía eléctrica se espera contar con algún proyecto de demostración para el horizonte 2015, siendo razonable pensar en una cifra entre 30-50 MW de potencia eléctrica instalada para 2020

Competitividad

En 2007 por primera vez la geotermia para generación de energía eléctrica aparece en el marco del régimen especial, con una tarifa fija establecida de 6,89 c€/kWh y la posibilidad de acceder a una ayuda adicional por proyecto. Este es un buen comienzo entendiendo que los proyectos todavía están en una fase muy preliminar. En cualquier caso cabría destacar que en países como Alemania donde ya se cuenta con proyectos en explotación y se conocen muy en detalle los costes e inversiones por proyecto, las tarifas fijas reguladas en vigor aprobadas para hacer viable esta tecnología son de 24 c€/kWh para potencias instaladas entre 0 y 10 MWe.

Ventajas

La principales ventajas de esta tecnología son que ofrece un flujo constante de generación de energía que permite ser un complemento a otras energías renovables de emisión intermitente, también destaca el mínimo impacto que genera su implantación ocupando un espacio muy limitado que le hace posible su instalación en núcleos poblados ciudades, etc., cerca de las áreas de demanda de calor y energía eléctrica. La Agencia de Protección Medioambiental de Estados Unidos ha evaluado las bombas de calor geotérmicas como la más eficiente de las tecnologías de calefacción y enfriamiento.

Inconvenientes

El principal inconveniente es la localización y definición del recurso geotérmico en el subsuelo. Este proceso requiere tiempo y una inversión importante en investigación. La profundidad, calidades del terreno a perforar, así como la necesidad de estimulación del sistema geotermal, pueden influir significativamente en los costes finales de inversión y el coste de la energía eléctrica no es todavía competitivo con las tarifas reguladas actuales.

Frenos al desarrollo y propuestas para superarlos

Esta tecnología está en nuestro país en una fase de desarrollo muy inicial y por tanto precisa de un importante apoyo por parte de las administraciones, como ha ocurrido en otros países, y generar confianza ante las empresas y promotores privados.

FICHA 10: INSTALACIONES MARINAS.

Tienen como objetivo la generación de electricidad aprovechando el movimiento de las olas, las corrientes y las mareas.

En España estas tecnologías están en fase muy incipiente con prototipos experimentales o proyectos de demostración de reducido tamaño, pero en países del norte de Europa ya existen instalaciones de tamaño significativo.

Implantación Actual en España

A continuación se relacionan, clasificados por su tipología, los proyectos más relevantes que están en ejecución en nuestro país.

Columna de Agua Oscilante:

- 1) Puerto de "A Guarda", Galicia Potencia 600 kW.
- 2) Puerto de Mutriku, País Vasco. Proyecto de Demostración. 16 turbinas con una potencia de 15-20 kW cada una (300 kW de potencia total). Se espera que esté finalizado en 2008.

Boyas eléctricas:

Santoña. Instalación offshore a 3-4 km de la costa. Planta de 10 boyas PowerBuoys Potencia Total: 1,39 MW (1 PowerBuoy de 40 kW de potencia y 9 PowerBuoys de 150 kW de potencia cada una). Cada prototipo estará anclado al fondo a una profundidad de 50m

Pelamis:

Galicia. Instalación offshore a una distancia a la costa de 2,5-5 km. Potencia Total: 2,25 MW. Tres unidades Pelamis con una potencia de 750 kW cada una a 75 m de profundidad.

Proyecto Singular Estratégico de Energía Marina. PSE-MAR:

Desarrollo de sistemas y equipos de captación y transformación de energía de las olas de origen español. Implantación de una infraestructura de experimentación de que permita probar las tecnologías. Evaluación del impacto de las energías marinas.

Potencial de Penetración

Alto potencial de las costas españolas: costa cantábrica, atlántica e Islas Canaria
La energía disponible en nuestras costas está estimada en 21.000 MW aunque en el horizonte del R.D. 661 sólo se establecen 50 MW.

Competitividad

Dado el incipiente estado de implantación no se pueden aportar datos para establecer los costes de producción de estas tecnologías y, por tanto, tampoco hablar del gap que les separa respecto a las energías convencionales.

Ventajas

Estas tecnologías suelen tener leves impactos ambientales y visuales.
Son, por lo general, bastantes predecibles y pueden tener puntos de consumo en las cercanías de las instalaciones generación.

Tienen una fuerte componente de mano de obra tanto la instalación como en la operación y el mantenimiento por lo que son movilizadoras de puestos de trabajo y de la economía local.

Inconvenientes

El más importante es el elevado coste de inversión elevado.

No existen todavía diseños para el aprovechamiento de estos recursos que se perfilen como claramente ganadores, por lo que se requieren, en estos momentos de divergencia tecnológica, fuertes inversiones en varias líneas distintas de I+D.

Frenos al desarrollo y propuestas para superarlos

Aunque en el R.D. de Régimen Especial se recoge la prima para estas tecnologías, ésta es muy insuficiente dados los costes de estos primeros proyectos.

En el Art 39 del R.D. 661 se abre la posibilidad de percibir una prima o tarifa específica por proyecto pero todavía no existe un procedimiento claro para la obtención de dicha tarifa o prima a pesar de existir proyectos, ya que estos tienen condiciones particulares que requerirían un tratamiento específico, diferente al de las otras tecnologías en las que los potenciales apoyos se encuentran englobados.

Estas tecnologías de aprovechamiento no están consideradas en el PER.

Son necesarios mayores apoyos a la I + D + i en este sector así como la clarificación del marco regulatorio que posibilite el impulso de esta tecnología.

Asimismo son particularmente desmotivadores los retrasos en proyectos debido a la gran cantidad de trámites burocráticos necesarios.

CAPÍTULO 4

DESAFÍOS TECNOLÓGICOS DE FUTURO EN ENERGÍAS RENOVABLES

Fernando Sánchez Sudón

4.1. INTRODUCCIÓN

La necesidad de incorporar de una manera decidida las energías renovables en el abanico de opciones energéticas disponibles, viene plenamente justificada por la urgente necesidad de conjugar los elementos claves de la política energética: La garantía de suministro energético, y la disminución del impacto ambiental de los procesos de generación de energía.

Estos dos factores han propiciado en los últimos años un impulso al desarrollo de las fuentes energéticas de origen renovable que pilotan sobre dos ejes fundamentales.

Por un lado la existencia de políticas regulatorias adecuadas y estables en el tiempo, que faciliten la penetración en el mercado de estas fuentes de energía, y por otro un continuado y sostenido esfuerzo en las políticas de Investigación y Desarrollo que permitan conjugar la fiabilidad de las tecnologías de conversión energética de origen renovable, al menor coste posible.

Estos dos aspectos: fiabilidad y reducción de costes, son los que movilizan todos los esfuerzos realizados y por realizar, y son los elementos tructores de las actividades necesarias de Investigación y Desarrollo.

El grado de desarrollo de las diferentes tecnologías de aprovechamiento de las energías renovables es muy variable. Algunas se encuentran en una fase en la que los costes son similares a las llamadas fuentes convencionales de energía, mientras que otras necesitan de importantes desarrollos para alcanzar los umbrales de competitividad.

Aparecen también importantes desafíos tecnológicos de carácter horizontal relacionados con la integración de las energías renovables, de naturaleza aleatoria en muchos casos, con el sistema eléctrico, que aumentan su importancia, cuando la penetración de estas fuentes es significativa.

Las necesidades de I+D que requieren las fuentes renovables como la eólica, la solar tanto térmica como fotovoltaica, y la biomasa en sus dos modalidades de producción de calor/electricidad y biocarburantes para el sector transporte, se analizan en el documento.

4.2. ENERGÍA EÓLICA

La energía eólica ha alcanzado un importante grado de madurez y fiabilidad, y en algunos países como es el caso español supone una importante fracción de la generación de electricidad (10%).

Los avances tecnológicos en los últimos años han propiciado un incremento sostenido del tamaño de los aerogeneradores, pasando de 100KW, que era el tamaño con el que se construyeron los primeros parques comerciales, a los 2MW que en la actualidad se están montando con importantes avances en los sistemas de control y las tecnologías eléctricas que mejoran la calidad de la energía y su integración en el sistema eléctrico.

Los retos tecnológicos de futuro de esta tecnología se describen a continuación

Necesidades tecnológicas de mejora en la eficiencia de conversión de los aerogeneradores.

Diseños avanzados

Tecnologías tendentes a la reducción de los costes de producción:

Desarrollo de métodos automatizados de fabricación.

Uso de nuevos materiales como los termoplásticos.

Tecnologías tendentes a aumentar el rendimiento y la fiabilidad

Diseño de perfiles específicos en las palas

Palas inteligentes que incorporen sensores para mejorar la operación de las máquinas

Desarrollo de nuevos conceptos. Palas partidas

Estrategias de control avanzadas: Maximización de la producción, reducción de cargas

Nuevos conceptos de reductoras que impliquen mayor fiabilidad y menor mantenimiento

Necesidad de instalaciones de ensayo de componentes y aerogeneradores a escala real

Las instalaciones que permitan verificar experimentalmente el comportamiento de los principales componentes de los aerogeneradores, como las palas, o el tren de potencia, son una herramienta vital para validar los nuevos diseños y eliminar riesgos de fallo y por tanto reducir el “time to market” de los nuevos prototipos.

Los parques experimentales que permitan validar en condiciones reales todos los parámetros de diseño y la fiabilidad de los aerogeneradores son también una necesidad crítica

Integración de aerogeneradores en la red eléctrica y operación del sistema

Desarrollo de las tecnologías de integración tendentes a mejorar la calidad de la energía eléctrica. Desarrollo de sistemas de almacenamiento que permitan mejorar la adecuación de la producción a la demanda

Desarrollo de modelos avanzados de predicción del recurso y la producción de los parques eólicos

Desarrollo de la tecnología eólica marina

Desarrollo de tecnologías de evaluación de recurso eólico en el mar

Desarrollo de metodología y herramientas de diseño específicas para generadores offshore

Desarrollo de tecnologías de sustentación en aguas profundas. Plataformas flotantes, anclajes etc.

4.3. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía solar fotovoltaica ha experimentado unas tasas de crecimiento espectaculares en los últimos años, gracias a importantes políticas de apoyo regulatorio para sistemas conectados a red.

Los casos de Alemania y España con importantes sistemas de primas, han propiciado un crecimiento de los mercados y de la capacidad de producción, que llegaron a producir tensiones en la disponibilidad de materias primas para la fabricación de células, en concreto el silicio de grado solar, que parecen resueltas en estos momentos.

Estos marcos regulatorios tan favorables, han permitido dar un gran salto al sector y ha producido un continuo descenso en los costes de producción, favorecido por las economías de escala que estos mercados han propiciado.

El mercado sigue dominado por las tecnologías de silicio mono y policristalino partiendo de la oblea en la fabricación de células fotovoltaicas.

En paralelo se han realizado importantes esfuerzos de I+D en la búsqueda de conceptos o materiales alternativos, que propicien una reducción de los costes de esta tecnología, que todavía hoy se encuentran muy alejados de los costes de producción de electricidad de otras fuentes energéticas.

Los retos tecnológicos de esta tecnología se describen a continuación.

Células fotovoltaicas. Tecnologías de silicio

Tecnología para módulos de Si cristalino a partir de oblea:

Se trata de una tecnología ampliamente experimentada originada en los rechazos de la industria microelectrónica.

La oblea se obtiene a partir de lingote de silicio monocristalino crecido por Czochralski habitualmente. Esta célula es la más eficiente pero tiene un alto coste debido al material de

partida Tradicionalmente el espesor de las obleas era de 350 micras, pero en la actualidad se procesan en el rango de 200 micras y hay proyectos en marcha para reducirlo incluso algo más

Tecnologías de silicio multicristalino a partir de oblea:

Tecnología ampliamente experimentada. La oblea se obtiene a partir de lingote multicristalino obtenido por colada habitualmente. Es más barato que el Silicio monocristalino debido a la técnica de obtención del lingote, pero compartiendo el mismo material de partida y tiene una eficiencia algo menor que el silicio mono cristalino. Se está trabajando en la reducción del espesor de las obleas como en el caso del Si mono.

Los retos tecnológicos de la energía solar fotovoltaica basados en la tecnología del silicio son:

Reducción de costes basados en la reducción del material empleado.

Reducción del espesor de las obleas. Una alternativa interesante es depositar únicamente la cantidad de material necesaria producir el efecto fotovoltaico: Lámina delgada

Reducción de costes basado en el aumento de la eficiencia.

Optimización de los diferentes procesos que intervienen en la fabricación de células.

Reducción de los materiales pantalla que reducen la superficie de captación mediante contactos enterrados o contactos posteriores.

Aumento del aprovechamiento del espectro solar mediante células tandem

Reducción de costes basados en aumento del volumen de producción

Automatización de los procesos y economías de escala

Tecnologías para módulos de lámina delgada. Nuevos materiales

Son tecnologías que requieren menor consumo de material en su fabricación (2-3 micras de espesor es suficiente), y utilizan técnicas de procesado más complejas, en algunos casos, que las tecnologías de Si basado en oblea.

Esta tecnología, permite su realización sobre sustratos de diversas características, flexibles, metálicos, transparentes y de grandes dimensiones.

Parte del proceso del módulo está integrado en la fabricación de la célula y requieren un periodo de estabilización.

Los materiales utilizados en esta tecnología son:

Silicio amorfo y microcristalino

CdTe y otros compuestos de grupos II-VI

CIS/CIGS (CuInSe₂/CuInGaSe₂)

Los retos tecnológicos en esta área se centran en la industrialización a gran escala de los procesos de deposición del material fotovoltaico y en el aumento de la eficiencia y mejora de la estabilización

Otras tecnologías emergentes. Células para concentración

Alta concentración para células de compuestos III-V:

Basadas en compuestos de elementos de los grupos III-V de la tabla periódica (AsGa, InP...). Son células de alta eficiencia, caras de fabricación que se rentabilizan mediante concentración de la radiación solar.

Las técnicas de ingeniería de materiales permiten definir las distintas capas de material que se superpondrán de manera que se consiga la absorción del mayor número de longitudes de onda del espectro solar.

Los procesos de fabricación son complejos y producen células de pequeño tamaño. Requieren de un muy buen seguimiento solar. Concentración hasta 1000X.

Alta concentración en Si

Pequeñas células producidas con tecnología de microelectrónica (~ cm²).

Son células de contactos posteriores utilizables preferentemente para concentración hasta 400X.

Células orgánicas

Son células de material y fabricación económica que se pueden depositar sobre sustratos flexibles y otros, pero que hasta el momento han alcanzado una eficiencia muy baja (3 – 8)% únicamente alcanzadas a nivel de laboratorio.

Células coloreadas

Utilizan colorantes que modifican el espectro de la radiación solar incidente para aproximarlos a las posibilidades de absorción de la célula en cuestión.

Instalaciones fotovoltaicas conectadas a red

El desarrollo de las grandes instalaciones fotovoltaicas conectadas a red, abre un campo de desarrollo que permitan mejorar la operabilidad y el rendimiento de las plantas.

El desarrollo de grandes inversores > de 500KW será una necesidad para acometer este desarrollo.

La nueva regulación tarifaria implicará una ejecución óptima de la instalación con un incremento de los estándares de calidad.

La aparición de múltiples instalaciones fotovoltaicas de grandes dimensiones (MW's) conectada a red, requerirá predicción de producción con horas de antelación para integración en el mercado eléctrico.

Otro desafío importante que se presenta a la vista de la evolución previsible de los mercados, como consecuencia del nuevo marco regulatorio es la integración de la energía solar fotovoltaica en el sector de la edificación.

Es previsible el desarrollo de elementos constructivos que integren el generador fotovoltaico. Hay que destacar que las nuevas tecnologías son más versátiles a la hora de diseñar productos para integración arquitectónica.

4.4. ENERGÍA SOLAR TERMOELÉCTRICA

Los desarrollos tecnológicos e la energía solar termoeléctrica se iniciaron en la década de los 80 con la construcción de varias plantas piloto que demostraron la viabilidad tecnológica de los conceptos básicos de aplicación.

- Las centrales de torre
- Las centrales de colectores cilindroparabólicos
- Los discos parabólicos

Fruto de estos desarrollos se instalaron nueve plantas de carácter comercial de colectores cilindroparabólicos, que siguen operando en la actualidad.

La mayor parte de las plantas piloto se cerraron y únicamente continuó su actividad como planta de ensayos de diferentes sistemas y componentes la Plataforma Solar de Almería.

Durante los últimos 20 años se ha alcanzado un importante desarrollo de los principales componentes de esta tecnología, que ha servido para la nueva etapa de construcción de Centrales termosolares liderada por la industria española.

Entre los principales desarrollos tecnológicos realizados se pueden citar:

- Nuevos colectores cilindroparábolicos de mayor tamaño y estructuras más ligeras
- Nuevos helióstatos de mayor superficie reflectante
- Diversos tipos de receptores con diferentes fluidos caloportadores en las centrales de torre
- Nuevos sistemas como la generación directa de vapor en los colectores cilindroparábolicos
- Nuevos concentradores como los reflectores concentradores lineales Fresnel
- Diferentes sistemas de almacenamiento.
- Sistemas de control optimizados.
- Herramientas de diseño de plantas termosolares.

El principal reto tecnológico a corto plazo que afronta esta tecnología, se centra en el éxito de las plantas nuevas en operación y construcción, que permitan generar confianza en esta tecnología de conversión solar.

A continuación se mencionan los principales retos tecnológicos de esta tecnología.

Desarrollo de concentradores

Existen diferentes tipos de concentradores de la radiación solar

Heliostatos

Reflectores cilindroparábolicos

Discos parabólicos

Reflectores concentradores lineales fresnel

En todos los casos se trata de desarrollar concentradores de alta eficiencia y al menor coste posible, por lo que el desarrollo de mejores materiales reflectantes en cuanto a su durabilidad y reflectividad, estructuras resistentes y ligeras y sistemas de seguimiento adecuados son aspectos comunes a todas las tecnologías.

Los sistemas de montaje de estos concentradores en campo son también un elemento importante que debe conjugar la precisión requerida por los sistemas de seguimiento, con una adecuada optimización del tiempo de instalación especialmente para grandes plantas

Desarrollo de receptores solares

Los receptores solares que convierten la energía radiante en energía térmica son también un elemento clave en esta tecnología

Especialmente importante son los receptores de las plantas de torre central, que deben desarrollarse para poder aumentar la temperatura de operación, que es posible por las altas concentraciones que se producen.

La utilización de receptores de alta temperatura permitirá utilizar ciclos termodinámicos con mayor eficiencia de conversión.

Conceptos como los receptores que utilicen sales fundidas o aire como fluido caloportador pueden suponer avances sobre las tecnologías de agua vapor.

En el caso de los colectores cilindroparábolicos, el tubo receptor es un elemento crítico que requiere de continuos esfuerzos para incrementar su eficiencia de captación.

El tratamiento selectivo de los tubos que aumenten la absorción y disminuyan las pérdidas por radiación, y el acoplamiento vidrio metal son aspectos que requieren un adecuado desarrollo.

Desarrollo de sistemas de almacenamiento

Una de las principales ventajas de esta tecnología en comparación con otras energías renovables es su potencial para almacenar la energía térmica y así poder aliviar el carácter aleatorio e intermitente de la radiación solar.

Las tecnologías de almacenamiento térmico bien por calor latente o por cambio de fase, son muy relevantes para esta tecnología.

Varios sistemas se han ensayado a diferente escala, utilizando conceptos de termoclina en aceite, sales fundidas, sistemas cerámicos etc. y es preciso un continuado esfuerzo para disponer de sistemas de almacenamiento a un coste razonable

4.5. ENERGÍA SOLAR TÉRMICA

Las tecnologías asociadas a la producción de agua caliente sanitaria es la más extendida de las aplicaciones, y se basa en el concepto de colector plano con cubierta. Esta tecnología ha experimentado un desarrollo muy importante en los últimos años, y ha alcanzado un importante grado de madurez por lo que los desafíos tecnológicos de este segmento de aplicación serán los propios de una tecnología madura y serán cambios propios de la evolución de la calidad y eficiencia de los colectores.

Sin embargo, el enorme potencial que la energía solar térmica tiene en otros campos de aplicación como son los procesos industriales, la refrigeración, o la desalación de agua de mar, hace necesario el desarrollo de nuevos captadores, optimizados hacia dichas aplicaciones, y que puedan operar eficientemente, por tanto, a temperaturas más altas.

Desarrollo de nuevos captadores

Para poder acometer el mercado de la energía solar térmica en los campos de aplicación descritos anteriormente se precisa de un importante esfuerzo de desarrollo tecnológico asociado a la disponibilidad de colectores que trabajen eficientemente en un rango de temperaturas más alto.

Los esfuerzos deben ir dirigidos en las siguientes líneas:

- Captadores planos mejorados como los que emplean dobles cristales antirreflectantes o materiales aislantes transparentes.
- Captadores de concentración estacionarios mediante el uso de concentradores CPC (Compound, Parabolic Collector).
- Captadores de concentración con seguimiento: Colectores cilindroparabólicos, concentradores con lentes de fresnel, etc.

Existen algunos aspectos de carácter horizontal aplicables a los nuevos diseños de captadores que será preciso desarrollar, como las superficies selectivas de alta absorción para el absorbedor y los tratamientos antirreflectivos para la cubierta.

Refrigeración solar

Las aplicaciones termosolares destinadas a la refrigeración doméstica, se benefician de la correlación positiva existente entre la disponibilidad del recurso solar y la demanda de energía asociada con las necesidades de refrigeración de los hogares, pues éstas suelen ser tanto mayores cuantos mayor es la disponibilidad del recurso solar.

Con la tecnología actual, es factible desarrollar sistemas de refrigeración solar que funcionen mediante máquinas de absorción, de adsorción, o mediante enfriamiento evaporativo. Los captadores planos con cubierta y los de tubo de vacío pueden llegar a proporcionar agua caliente

a temperaturas de hasta 80 °C, por lo que pueden utilizarse como fuente de calor para las maquinas refrigeradoras.

Sin embargo, el incremento de la competitividad de los sistemas termosolares de refrigeración y su consolidación comercial pasa por alcanzar temperaturas más altas y, consecuentemente, mejores coeficientes de operación (COP), lo que apunta a la necesidad de nuevos captadores y sistemas termosolares, optimizados específicamente para esta aplicación.

Aplicaciones industriales

El sector industrial acapara aproximadamente el 30% del consumo de energías primaria.

La mayor parte de esta energía se emplea en forma de energía térmica para procesos industriales y para la calefacción de las naves de producción y se necesita a temperaturas no superiores a los 250 °C.

Se trata de un mercado todavía por desarrollar pero de un enorme potencial.

4.6. BIOMASA Y BIOCARBURANTES

La biomasa como fuente energética renovable cubre un amplísimo espectro de materias primas susceptibles de transformarse en energía.

A su vez los procesos de conversión energética también so diversos y cubren tanto la producción de calor y electricidad como la producción de biocarburentes para el sector transporte.

Un aspecto importante que adquiere especial relevancia en el campo de los biocarburentes, es la utilización de materias primas que son utilizadas en el mercado alimentario. Esta situación ha producido tensiones en los precios de estas materias primas que han afectado al sector energético, y ha propiciado una importante atención al desarrollo de biocarburentes de segunda generación. Estos biocarburentes se caracterizan por utilizar materia prima no alimentaria y tienen un mejor balance de emisiones que los biocarburentes de primera generación.

A continuación se desarrollan los principales retos tecnológicos que afronta la biomasa como recurso energético en toda su cadena de valor

Producción de materia prima para aplicaciones energéticas

Demostración de las cadenas bioenergéticas a partir de cultivos energéticos.

Selección y mejora de especies energéticas.

Desarrollo de métodos y maquinaria para la recolección sostenible de biomasa residual forestal y agrícola.

Producción y comercialización de biocombustibles estandarizados.

Investigación en pre-normativa y estandarización.

Estudio de los impactos del cambio de uso de la tierra y competencia con usos no Energéticos.

Procesos avanzados de conversión termoquímica

Nuevos conceptos de pre-tratamiento. Tecnologías de torrefacción

Desarrollo de tecnología de combustión multicombustible y para biomosas herbáceas, para aplicaciones térmicas y eléctricas

Co-combustión: Optimización de los procesos

Gasificación avanzada para producción de: Electricidad, H₂ y Gas de síntesis.

Desarrollo de los biocarburentes de segunda generación

Vía bioquímica. Bioetanol de lignocelulosas:

Logística de abastecimiento de la biomasa

Tecnologías de pretratamiento e hidrólisis

Desarrollo de tecnologías de fermentación

Valorización de la corriente de lignina

Vía termoquímica:

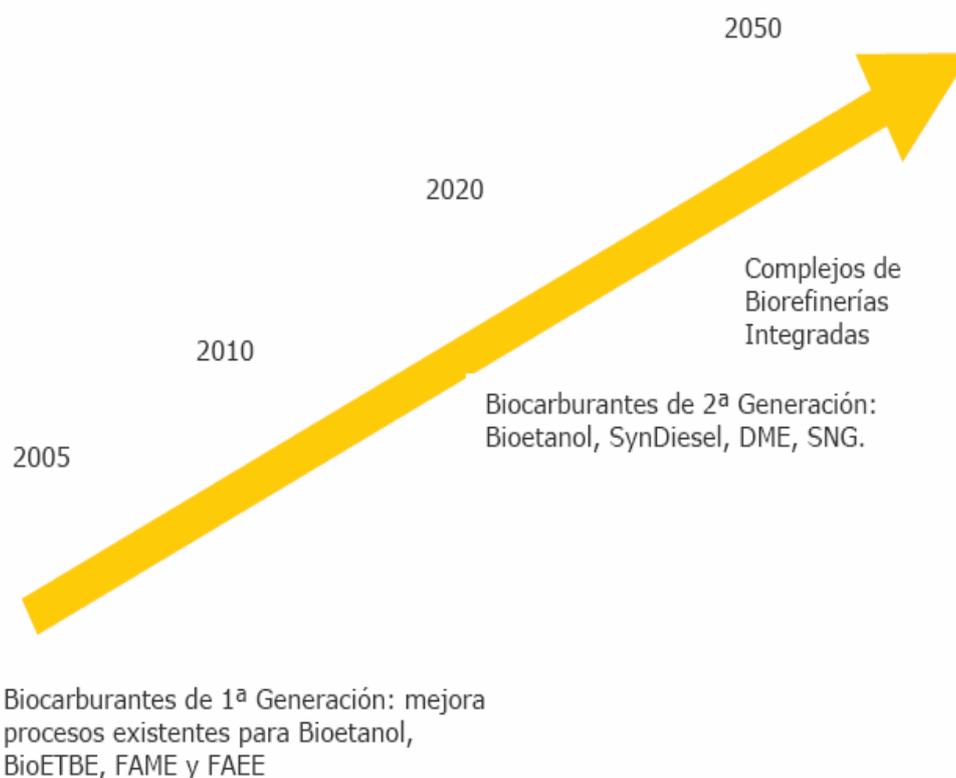
Pretratamiento y logística de la biomasa

Tecnologías de gasificación de biomasa para síntesis
 Tecnologías de limpieza y acondicionamiento de gases
 Demostración a escala industrial los procesos desarrollados en plantas piloto

En la figura 1, se refleja la hoja de ruta prevista para el desarrollo de los biocarburantes

Integración y uso final

Desarrollo de mercado y logística de suministro de cadenas avanzadas de biomasa.
 Análisis de Ciclo de Vida y Optimización de cadenas.
 Aspectos socio económicos, legislación y aceptabilidad.
 Integración de la generación distribuida y la co-generación en la red eléctrica.



Fuente: Biofuels in the European Union. A Vision for 2030 and Beyond. Biofuels Research Advisory Council. 2006

Figura 1 Hoja de ruta de los biocarburantes

Referencias

A Strategic Research Agenda for Photovoltaic Solar Energy Technology. Photovoltaic Technology Platform.

Biofuels in the European Union. A vision for 2030 and beyond. Final report of the Biofuels Research Advisory Council
Prioritising Wind Energy Research. Strategic Research Agenda of the Wind Energy Sector
European Biofuels Technology Platform.Strategic Research Agenda &Strategy Deployment Document
Solar Thermal Vision 2030.Vision of the usage and status of solar thermal energy technology in Europe and the corresponding research topics to make the vision reality First version of the vision document for the start of the European Solar Thermal Technology Platform.

CAPÍTULO 5

EJEMPLOS PRÁCTICOS DE TECNOLOGÍAS EMERGENTES EN EL UMBRAL DE SU COMERCIALIZACIÓN

Yves Bannel

EJEMPLOS PRACTICOS DE TECNOLOGÍAS EMERGENTES EN EL UMBRAL DE SU COMERCIALIZACIÓN

5.1. Nuevos vectores para el transporte

5.1.1 Coches eléctricos

Independientemente de la forma de producción de la electricidad utilizada para cargar las baterías de los coches, la diferencia principal de los vehículos eléctricos con los llamados “convencionales” radica en que se obtiene la energía necesaria para la propulsión por medio motores eléctricos y no por el uso de combustibles fósiles.

Normalmente la energía necesaria para impulsar el vehículo es recargada durante su parada y puede ser almacenada de muy diversas formas: baterías, súper condensadores, células fotovoltaicas y muchas otras.

Los sistemas y vehículos utilizados en este vector energético para el transporte destacan por:

1. Alta eficiencia en diferentes regímenes de funcionamiento
2. Bajo coste (€/km) con relación a los motores de combustibles fósiles (1,2 €/km frente a 5,4 €/km aprox.)
3. Las emisiones de CO₂ (las correspondientes a la generación, transporte y transformación de la electricidad con que se cargan las baterías)

La gran desventaja con se encuentran es la acumulación de energía eléctrica, que es muy baja en comparación con la energía en forma de combustible, además del sobre precio inicial (utilitarios) que el comprador no está en principio dispuesto a pagar (aunque luego se amortice por otras vías)

Entre las principales ventajas sobre los vehículos que utilizan combustibles fósiles convencionales podemos citar

- Menos ruido que un motor térmico.
- Respuesta más inmediata.
- Recuperación de energía en desaceleraciones
- Mejor funcionamiento en recorridos cortos.
- Consumo muy inferior.
-

Y entre las desventajas se encuentran

- Mayor peso que un coche convencional (hay que sumar el motor eléctrico y, sobre todo, las baterías), y por ello un incremento en la energía necesaria para desplazarlo.
- Más complejidad, lo que dificulta las revisiones y reparaciones del mismo.
- El precio.

Una alternativa a desarrollar corresponde a los coches híbridos, en los que las baterías se recargan con la propia cinética del movimiento (aceleraciones, frenadas, etc.) y los motores convencionales proporcionan el complemento (indispensable) para propulsar el vehículo.

5.1.2.1 Hidrógeno y pilas de hidrógeno

Entre las aplicaciones energéticas del hidrógeno la que se relaciona con el sector del transporte está siendo impulsada su introducción en el mercado por los intentos de sustituir los combustibles fósiles. Diversas compañías desarrollan y ya han empezado a comercializar vehículos propulsados bien con pilas de combustible, bien con motores de hidrógeno.

Entre las principales ventajas de la utilización del hidrógeno para el transporte (independientemente de la forma en que se obtenga el H₂), ya sea como utilización directa en motores o en pilas de combustible, frente a otras fuentes convencionales destacan:

1. Es limpio: no produce gases de efecto invernadero
2. Adecuado para motores de combustión
3. Las tecnologías de conversión de hidrógeno en energía presentan una eficiencia cercana al 50%.
4. Es seguro: alto límite inferior de inflamabilidad, gran volatilidad, etc.
5. Inagotable
6. Versatilidad en sus aplicaciones

Entre las principales desventajas de la utilización del hidrógeno, en las dos modalidades consideradas, frente a otras fuentes convencionales destacan:

1. Coste económico
2. Ausencia de normativa específica
3. Para el uso en transporte, los sistemas de almacenamiento (pilas de combustible), potencias motoras son insuficientes frente a los combustibles tradicionales, a igualdad de peso, precio y volumen.
4. Distribución: Redes de distribución no establecidas para el uso del consumidor en general.

Para las aplicaciones del hidrógeno en el sector del transporte los dispositivos (motores de hidrógeno o pilas de combustible) que se deben utilizar deberán afrontar los siguientes retos tecnológicos:

1. Costes: Para ser competitivos en aplicaciones en transporte un sistema de pilas de combustible debe alcanzar un valor que ronde los 30 \$ /kW
2. Durabilidad: Deberán alcanzar el mismo nivel de durabilidad y fiabilidad que los sistemas actuales y capacidad de trabajo a plena potencia en condiciones de funcionamiento del vehículo.
3. Tamaño y peso: adaptarse para cumplir los requisitos volumétricos y dinámicos del vehículo o bien, en los prototipos operativos optimizarlo.
4. Mejorar los sistemas de gestión del agua y del aire, el control térmico del sistema.

5.2 Gasificación por Plasma y carburantes de 2ª generación

Flexibilidad para tratar todo tipo de material orgánico y /o de biomasa y variedad de productos

Gracias a su flexibilidad, la tecnología de gasificación a altas temperaturas, en particular por plasma, permite la gasificación limpia y eficiente de cualquier biomasa, generando un gas sintético (SynGas) que puede ser convertido bien energía eléctrica renovable o, mediante procesos de síntesis química en productos como el metanol, hidrógeno o incluso biodiesel y otros combustibles mediante un proceso Fischer-Tropsch. De hecho cualquier materia con contenido orgánico, ya sea biomasa, residuo sólido urbano o residuos industriales, pueden ser gasificados usando esta tecnología y convertidos en combustibles líquidos a través del proceso de síntesis Fischer-Tropsch.

Las características de operación de la tecnología de gasificación por plasma a altas temperaturas le dotan de una disponibilidad de más del 90% y no sólo permite la conversión de forma eficiente de biomasa en energía, sino que también añade fiabilidad y contribuye al modelo energético renovable. De esta forma la tecnología de gasificación por plasma se posiciona para convertirse en la piedra angular de un amplio y diverso concepto de "Biomass-to-Energy".

Las ventajas principales que ofrece la utilización de la tecnología de gasificación por plasma de biomasa y/o material orgánico son:

- Producción un biofuel renovable para el transporte (bio-diesel o jet fuel) estable y seguro. Los productos finales, jet fuel y naphtha tienen gran calidad y son mucho más limpios que los combustibles fósiles convencionales y por tanto contribuyen a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.
- Reducción de la emisión de gases de efecto invernadero y CO₂ por su utilización en vehículos y aviones.
- La producción de FT fuel ultra limpios produce unas emisiones muy pequeñas de NO_x, CO₂ y partículas. El resultado del proceso FT, una vez que los crudos han sido refinados, con biofuels ultra limpios de y de gran calidad, con un alto índice de cetano y bajo contenido en azufre e hidrocarburos aromáticos, que ayudan a reducir las emisiones de CO, NO_x y partículas.

La tecnología de gasificación por plasma a altas temperaturas gracias a su flexibilidad permite la gasificación de cualquier tipo de biomasa. De acuerdo con la última jornada sobre **Producción y uso de microalgas con fines energéticos** organizada por el IDAE el pasado 11 de Noviembre de 2008, puede resultar particularmente interesante el empleo de microalgas como materia prima para el proceso de gasificación.

Las especies de microalgas tienen un alto contenido en lípidos e hidrocarburos de cadenas largas, que resulta en un poder calorífico muy superior al de otros tipos de biomasa convencional. La tecnología (y por tanto su proceso asociado) gasificación por plasma a altas temperaturas rompe las cadenas largas de hidrocarburos contenidas en las microalgas generando un SynGas suficientemente rico que a su vez proporciona el paso intermedio a otra posterior conversión: bien en energía eléctrica renovable o en otros combustibles líquidos mediante procesos de síntesis.

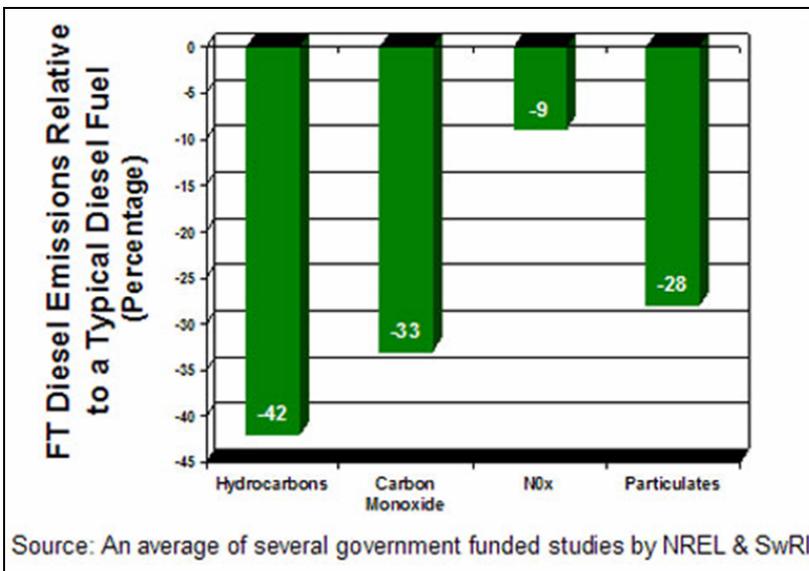
Las microalgas utilizan la luz solar (o artificial) dentro de un bioreactor electromagnético para realizar la fotosíntesis, metabolizando el CO₂. Las fuentes de CO₂ con mejor disposición son las propias emisiones creadas en la combustión del SynGas para la producción de electricidad en ciclo combinado, ya que se puede establecer una configuración tal en que las granjas de crecimiento de algas se sitúen en asociación con las instalaciones de gasificación por plasma. De esta forma se crea un **proceso en ciclo cerrado en lo referente a las emisiones de CO₂**. Además este proceso de energía renovable es verdaderamente **“carbon-neutral”** ya que las microalgas al ser cultivadas dentro de la propia planta y por tanto la instalación no genera ninguna otra emisión contaminante que pueda estar asociada al cultivo de la biomasa, ya que no es necesario un aporte energético extra, o a su transporte

Además estas micro-algas pueden actuar como pozo para las emisiones de CO₂ de cualquier planta de gasificación por plasma ya sea de otro tipo de biomasa o de residuos. Las algas cultivadas pueden ser posteriormente procesadas en bio-diesel mediante un proceso de síntesis Fischer-Tropsch.

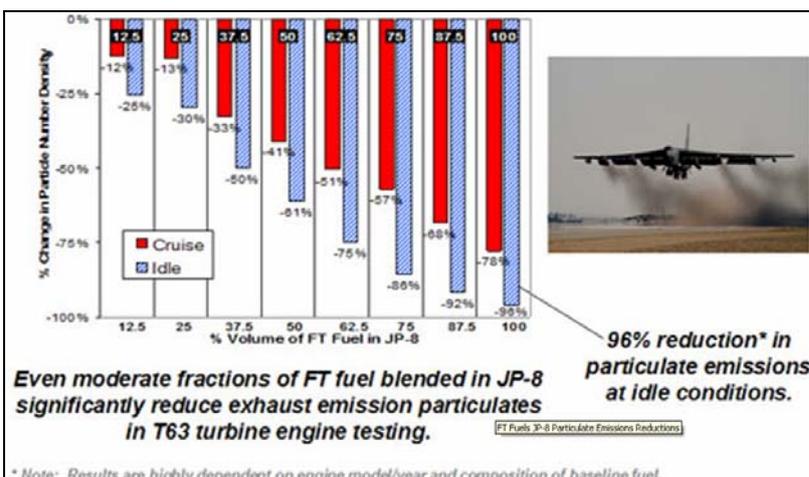
Gráficos

	Low Sulfur D-975	California CARB	Rentech (FTD)	EU (2005)	EPA (2006)
Cetane Index	>40	>48	72	>50	>40
Aromatics (vol %)	<35	<10	<4	<10	<35
Sulphur (ppm)	<500	<500†	<1	<10	<15
Biodegradable	NO	NO	YES	NO	NO

Comparación de características de diferentes fuels obtenidos mediante FT



Reducción de emisiones de un fuel FT para vehículos



Reducción de emisiones de Partículas para el Fuel FT JP8

ANEXOS

APORTACIONES COMPLEMENTARIAS DE MIEMBROS DEL GRUPO DE TRABAJO

A.1.

Complementos necesarios para fortalecer la introducción de las energías renovables en los sistemas energéticos.

Autor: Juan José Navarro Gómez

Introducción

Hasta ahora, todo el desarrollo tecnológico realizado en el entorno de la gran familia que denominamos **Energías Renovables**, se ha encaminado en la dirección de mejorar la propia tecnología existente. Mejora de la eficiencia de las células solares, nuevos materiales para la fabricación de obleas, mejoras en el diseño de las palas de los aerogeneradores, etc. Si bien, este vector director es fundamental y necesario, también no deja de ser verdad, que no es suficiente para permitir la total penetración de las energías renovables en el sistema energético. No basta solamente con hacer que las tecnologías utilizadas sean cada vez más eficientes y menos costosas, sino que va a ser necesario también un gran desarrollo en áreas complementarias para hacer frente a la desventaja con la que juegan estas fuentes de generación.

Todos y cada uno de los avances que se lleven a cabo en el perfeccionamiento de los equipos para la generación de energía, serán una excelente noticia, pero estos dispositivos necesitan para su funcionamiento un recurso **“primario”**. A diferencia del petróleo, el gas o el carbón; el recurso viento, por ejemplo, no se encuentra almacenado en grandes cantidades que se puedan extraer y posteriormente utilizar según la demanda necesaria. Éste es uno de los inconvenientes que hay que tener en cuenta para el desarrollo de las energías renovables, y así entender, desde una perspectiva global, que es necesario abordar otras áreas complementarias, cuyo avance provocará una sinergia con dichas tecnologías.

1.- Reto.

Uno de los retos más importantes que deben de vencer las energías renovables es el de **“poder garantizar el suministro energético con el mayor grado de disponibilidad posible, dependiendo de la tecnología utilizada para tal fin”**.

2.- Objetivos.

2.1.- Almacenamiento energético.

Hoy por hoy y, si nos centramos en la generación de energía eléctrica a través de tecnologías con fuentes renovables, el término denominado **“garantía de potencia”** es un grave inconveniente que lastra a las dos grupos tecnológicos que actualmente se utilizan para generar electricidad, que son el solar y el eólico, ya que desafortunadamente, los recursos utilizados, sol y viento, son altamente estocásticos.

Se debe mencionar en este punto, ya que es habitual confundirlos, dos términos importantes, que son la potencia y la energía. La potencia que pueda tener un sistema eléctrico, por ejemplo, no sirve de nada si no existe un agente externo que provoque un flujo el cual permita obtener energía. Este agente externo, en el caso de una central térmica es por ejemplo el carbón, para una nuclear, el combustible nuclear que se utilice etc. Estos combustibles, fósiles o nucleares, permiten que la potencia instalada en la central este disponible para generar energía según las necesidades de demanda en cada momento, sin más que aumentar o disminuir el flujo de combustible. En el caso de las instalaciones de generación con energías renovables utilizadas principalmente en la actualidad, solar y eólica, no se puede actuar del mismo modo para acompañar a la demanda.

La generación de energía eléctrica con instalaciones convencionales tiene una cadena logística de suministro que mantiene de una manera constante la energía primaria y, que además, permite conseguir una “reserva” previa a la generación. Este concepto de reserva, que en la generación

convencional es pre-generación, debe de implementarse en las formas de generación con energías renovables pero en otra fase del proceso, y que en este caso es pos-generación.

GENERACIÓN CONVENCIONAL



GENERACIÓN ENERGÍAS RENOVABLES



Este concepto de almacenamiento energético, nos permitirá una mayor capacidad de proveer al usuario final de la energía necesaria según la demanda requerida en cada momento. Hoy por hoy, el almacenar energía en grandes cuantías, del orden de GWh, de la posible energía generada en los momentos en los que el recurso renovable esté presente, pero que ésta no pueda ser consumida y por tanto almacenada y posteriormente utilizada, esta en (I+D+i). Cuando se logre conseguir un medio de almacenamiento barato y de alta densidad energética, abrirá grandes expectativas.

2.2.- Diversificación.

Así mismo, habrá que diversificar tanto geográficamente como técnicamente las formas de dotar de energía a los sistemas. La diversificación geográfica actuará de tal modo que se puedan compensar los desequilibrios que pudiesen existir en la forma y cantidad de recurso disponible. La diversificación técnica asociada de forma paralela a la geográfica, permitirá potenciar la inversión en las zonas privilegiadas según los recursos más favorables de los que dispongan, de tal forma que los medios económicos que se pongan a disposición, incidan de la manera más eficiente y rentable posible.

Es sencillo percatarse que, si nos circunscribimos por ejemplo a una extensión como España, existen zonas en las que podemos “**garantizar**” con un mayor grado de certidumbre la disponibilidad de un determinado recurso renovable utilizado. Si existe una mayor disponibilidad de materia prima, léase sol, tiene como consecuencia inmediata, que la “**potencia**” instalada en esos puntos tiene una mayor probabilidad de generar “**energía**”. Este aspecto implica en términos energético-económicos, que son más eficientes, a igualdad de coste de construcción de las infraestructuras, unas zonas que otras. Partiendo de que los recursos son limitados, tanto desde el punto de vista energético como económico, se entiende, a su vez, que la “**eficiencia geográfica de recurso**” ha de maximizarse.

Para explicar el concepto de eficiencia geográfica de recurso, vamos a utilizar un ejemplo sencillo. Supongamos una cuadrícula en la que estudiamos un recurso renovable que denominaremos A. Esta cuadrícula está delimitada por una frontera que separa dos zonas en la que, en una de ellas se producen 90 unidades energéticas y en la otra parte 80 unidades energéticas. El coste de construcción necesario para acometer las infraestructuras que permitan el aprovechamiento energético de ambas zonas es el mismo, e igual a 100 unidades monetarias. Utilizando el concepto de "eficiencia", entendido como un cociente entre lo que obtengo (unidades energéticas) y lo que necesito para conseguirlo (unidades monetarias), obtendríamos para este caso concreto que la eficiencia de la zona X sería de 0,9 unidades energéticas por cada unidad monetaria y el de la zona Y de 0,8 UE/UM. O lo que es lo mismo, un incremento del 12,5% de la eficiencia geográfica de recurso utilizado para la generación energética con un mismo coste. Se deduce entonces que es necesario establecer zonas prioritarias de inversión y establecer límites inferiores, por debajo de los cuales, con las tecnologías actuales, no es conveniente realizar dichas inversiones.

Realizando este análisis por zonas de una determinada extensión, por ejemplo en cuadrículas de 100 km², para cada una de las diferentes fuentes de generación con energías renovables, podemos, en una primera aproximación, obtener un gradiente energético por tecnología.

Supongamos que analizamos tres recursos (A, B y C) para una misma cuadrícula geográfica. Primero estudiamos cada uno de ellos por separado las unidades energéticas que producen con relación a un mismo coste de las instalaciones necesarias para su utilización. En el caso del recurso A tendríamos, por ejemplo, la siguiente figura 1.

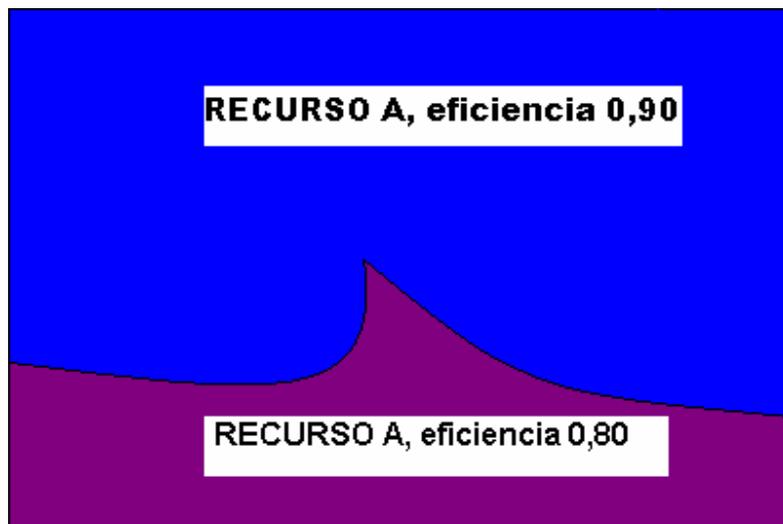


Figura 1

Aplicando el mismo análisis, pero en esta ocasión para el recurso B, tendríamos la figura 2.

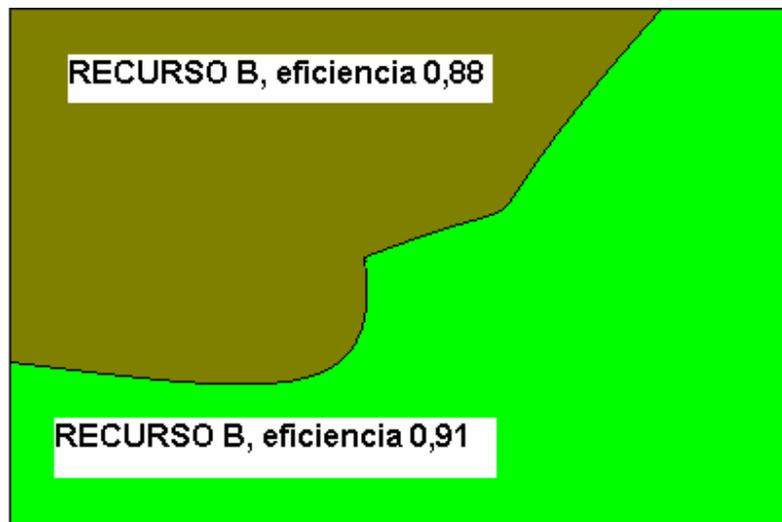


Figura 2

Realizamos el mismo paso pero con otro recurso existente en la zona, en este caso recurso C, y obtenemos otra figura, figura 3.

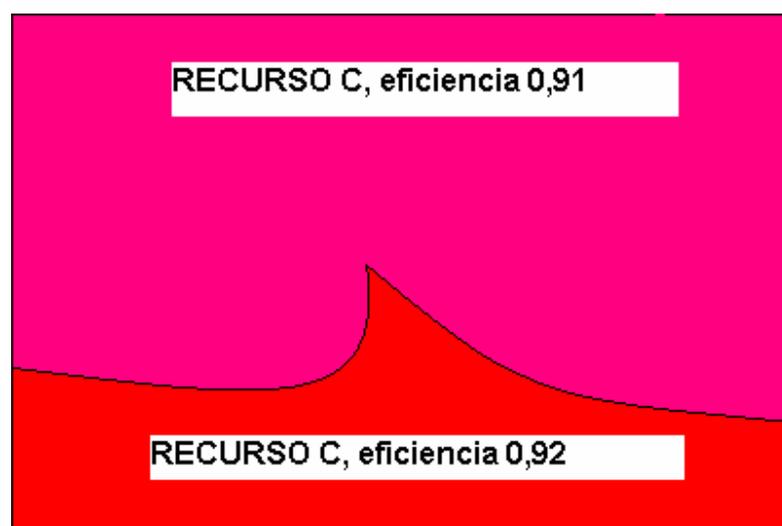


Figura 3

Si cada una de estas tres figuras que delimitan espacios de isoeficiencia energética de recurso para cada tecnología, se superponen en capas para una misma cuadrícula, obtendríamos la figura 4.

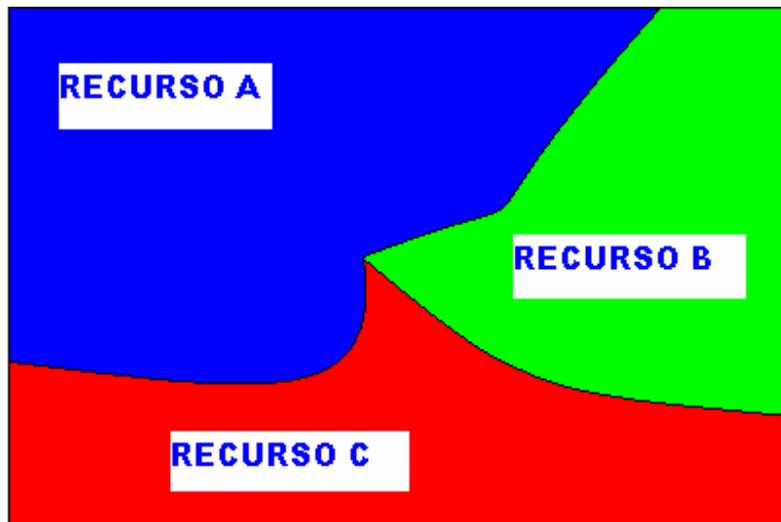


Figura 4

La conclusión más intuitiva de la figura 4 es que existen tres zonas que maximizan, dentro de las tres posibilidades estudiadas, la eficiencia geográfica de recurso. En el caso de la zona de color azul prevalece el recurso A, indicándonos que es más rentable utilizar una tecnología asociada a dicho recurso que la asociada al recurso C. Este mismo razonamiento sería válido para los otros dos recursos que delimitan sendas zonas.

2.3.- Perfeccionamiento en los pronósticos de predicción.

Paralelamente y de manera complementaria, será conveniente plantearnos como otro de los objetivos, la creación de herramientas de predicción que nos permitan pronosticar y, por consiguiente, planificar la cantidad de energía puesta a disposición del sistema. Habrá que incidir de una manera prioritaria en el desarrollo de modelos de alta precisión en los resultados, y que éstos garanticen su proyección en el período de tiempo más largo posible.

A.2.

PERSPECTIVAS DE LA ENERGIA EÓLICA OFFSHORE

Alfonso Tajuelo

PERPECTIVAS DE LA ENERGÍA EÓLICA MARINA

Alfonso Tajuelo Martín. Gerente de Medio Ambiente de IDOM

1.- ANTECEDENTES

La energía eólica marina u offshore ha ido tomando protagonismo en Europa a lo largo de la última década. Sin alcanzar el nivel de desarrollo de la eólica terrestre, a finales del año 2007 había funcionando en Europa 21 parques eólicos de este tipo, con el siguiente reparto de potencia:

Parque	MW	País	Puesta en marcha
Vindeby	5	Dinamarca	1991
Tuno Knob	5	Dinamarca	1995
Middelgrunden	40	Dinamarca	2001
Horns Rev	160	Dinamarca	2002
Samsø	23	Dinamarca	2003
Nysted Wind Farm	166	Dinamarca	2003
Total Dinamarca	399		
Lely	2	Holanda	1994
Dronten Isselmeer	16.8	Holanda	1996
Egmond aan Zee	108	Holanda	2006
Total Holanda	126,2		
Bockstigen	2.75	Suecia	1997
Utgrunden	10.5	Suecia	2000
Yette Stengrund	10	Suecia	2001
Lillgrund Wind Farm	110	Suecia	2007
Total Suecia	133,2		
	5		
Arklow Bank	25	Irlanda	2003
Total Irlanda	25		
Blyth	4	Reino Unido	2000
North Hoyle	60	Reino Unido	2003
Scroby Sands	60	Reino Unido	2004
Kentish Flats	90	Reino Unido	2005
Barrow Offshore Wind	90	Reino Unido	2006
Burbo Bank Offshore Wind Farm	90	Reino Unido	2007
Beatrice	10	Reino Unido	2007
Total Reino Unido	404		

Fuente: Wikipedia

Los primeros parques en la década de los 90 se construyeron de pequeña potencia (menos de 6 Mw) mientras que los últimos alcanzan potencias de más de 50 Mw.

Hoy en día existen numerosos proyectos en distintos países europeos al haberse demostrado, tras más de diez años de funcionamiento, su buen rendimiento.

Un repaso por países que han optado por esta tecnología para apoyar la utilización de energías renovables sería el siguiente:

En Alemania se planea un plan energético que contempla la instalación de plantas eólicas offshore hasta los años 2025 ó 2030. Aunando la potencia instalada de parques offshore se pretende alcanzar el 20 por ciento del total de la energía requerida en este horizonte temporal. De esta forma sumada a la eólica terrestre se podría alcanzar cubrir hasta el 30%.

En el Reino Unido se han construido 7 proyectos con una potencia total de 404 MW. Recientemente se han aprobado dos nuevos proyectos, London Array y Thanet, que se construirán en el delta del Támesis a 18 km. de la costa de Kent y Essex, con un total de 1.323 MW instalados.

En cuanto a Dinamarca, el plan de acción sobre energía del gobierno danés prevé que 4.000 MW de energía eólica se instalen en emplazamientos marinos antes del año 2030, junto con otros 1.500 MW instalados en tierra, siendo capaz este país de cubrir más del 50 por ciento del consumo total de electricidad con energía eólica para ese año.

2.- SITUACIÓN EN ESPAÑA

En nuestro país, no ha estado regulada la solicitud y tramitación de este tipo de instalaciones hasta agosto de 2007. Anteriormente a esta fecha, algunos promotores presentaron sus solicitudes como si de una instalación convencional con ocupación del Dominio Público Marítimo-Terrestre se tratara. Estas solicitudes han estado paralizadas por las distintas administraciones involucradas puesto que la construcción de un parque eólico marino conlleva una serie de implicaciones de seguridad, técnicas y ambientales que exigen una normativa integrada y coordinada.

Con este propósito, el Ministerio de la Presidencia publicó el Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio en donde se regula el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial. En dicho Real Decreto se establecía que el Ministerio de Medio Ambiente (entonces) realizaría una Evaluación Ambiental Estratégica (EAE) de la idoneidad del litoral español para albergar este tipo de instalaciones.

Tras esta publicación, los promotores interesados en solicitar sus reservas de zonas presentaron la documentación pertinente que dio origen a que el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo haya comenzado a caracterizar las zonas eólicas marinas (definida por cuadrados de un grado de longitud y latitud) en donde están encuadrados los parques objeto de las distintas solicitudes.

En diciembre de 2007 se presentó un documento preliminar de Evaluación Ambiental Estratégica elaborado por los Ministerios de Medio Ambiente e Industria, Turismo y Comercio, que dividía cada zona eólica marina en áreas de exclusión de parques eólicos marinos (áreas de color rojo), en áreas que requieren estudios específicos (color amarillo) y en áreas sin restricciones para la ubicación de parques eólicos marinos (color verde).

A fecha de octubre de 2008 está todavía pendiente la publicación del documento definitivo de la EAE que delimite las áreas susceptibles de ser ocupadas por parques. Mientras, los promotores de este tipo de instalaciones están a la espera de esta definición para ajustar las poligonales que delimitan sus parques si ya han presentado sus solicitudes, o bien para presentar otras nuevas solicitudes de parques eólicos marinos.

Una de las novedades que introducía el RD 1028/2007 fue que en caso de solape de varias solicitudes en una misma zona eólica y que no se pudieran autorizar todas las solicitudes, se resolvería mediante un procedimiento de concurrencia, que entre otros criterios como la potencia,

el menor impacto ambiental, etc., primaría aquel cuya prima de kilovatio-hora puesto en tierra fuese menor.

El cálculo de la prima es un elemento básico para evaluar la rentabilidad o la viabilidad económica de un parque puesto que hay que hacer la mejor estimación de los costes e ingresos del parque durante toda su vida útil, pero sin conocer aspectos esenciales como la evaluación en detalle del recurso eólico, o las características del fondo marino, corrientes, mareas, oleaje, o la presencia de especies de flora y fauna que pudieran verse afectadas por el proyecto. Estos estudios de detalle se realizarán durante los dos años de reserva de zona si se consigue la adjudicación.

Aspectos técnicos como la mejor estimación del recurso eólico que se pueda hacer sin disponer de una torre en el mar, la elección del tipo y características del aerogenerador que será utilizado en el parque, el prediseño de las cimentaciones de los aerogeneradores según el conocimiento que se tenga sobre el tipo de lecho marino, el prediseño de las conexiones eléctricas entre los aerogeneradores y la subestación eléctrica offshore que concentra todas las líneas eléctricas, transforma la energía y es uno de los puntos de conexión de la línea submarina de evacuación, son fundamentales para poder fijar una prima con ciertas garantías de precisión, teniendo en cuenta además que en el caso de haber obtenido la reserva mediante concurrencia, sólo se permiten variaciones de $\pm 15\%$ de la potencia inicial solicitada tras el período de dos años de estudios detallados y que un aumento de superficie de la poligonal solicitada debe ser aprobada por Consejo de Ministros.

Por otra parte, el conocimiento de los Espacios Naturales Protegidos que rodean o que existen en las proximidades de la ubicación de un parque eólico marino es fundamental para calcular tanto los costes asociados a interferir en los mismos, como en el tiempo adicional de tramitación que supone el afectar estos Espacios.

3.- CONCLUSIONES

De todo lo anterior se pueden deducir las conclusiones siguientes:

- La energía eólica marina es una posibilidad real que puede ayudar a España a conseguir los porcentajes de utilización de energías renovables.
- Este tipo de energía facilita cumplir con el protocolo de Kyoto y reduce la dependencia de nuestro país de los productores de combustibles fósiles.
- Hay experiencias tanto en Europa como en otros países suficientes para que sea considerada una tecnología con un grado de desarrollo a 'nivel industrial' y sin riesgos.
- Dispone de una legislación específica que canaliza y ayuda a los promotores en la tramitación de solicitudes.
- Su planteamiento inicial, y mucho más las etapas posteriores en caso de disponer de una reserva de zona exige una intensa labor de ingeniería y consultoría para resolver los interrogantes que integran los distintos costes que configuran la prima, uno de los criterios básicos en caso de concurrencia.
- Su aplicabilidad a España esta condicionada por la disponibilidad del recurso eólico, la profundidad de la plataforma continental, la existencia de Espacios Naturales Protegidos y por el grado de aceptación de las Comunidades Autónomas costeras a este tipo de generación de energía.
- El grado de desarrollo de las empresas españolas constructoras del equipamiento de los parques eólicos offshore está a nivel mundial lo que permite un rápido desarrollo de este tipo de instalaciones aunque hay elementos logísticos, como barcos especiales de transporte de aerogeneradores, que constituyen un recurso muy escaso y deben ser reservados incluso con años de antelación.

A.3.

Las energías renovables como herramienta de desarrollo sostenible

Raquel García Laureano

DESARROLLO SOSTENIBLE EN EL MEDIO RURAL

Tradicionalmente, se ha concebido el mundo rural en contraposición al urbano, determinándose los límites entre ambos espacios según factores demográficos, principalmente el tamaño o la densidad de población. También el predominio de la actividad agraria caracterizó históricamente a las zonas rurales, así como modos de vida y de relaciones humanas y familiares más permanentes, rígidos o anclados en modelos sociales tradicionales.

En la actualidad el mundo rural en España, de igual modo que en todos los países de la UE de los 15, se ha transformado de un modo muy notable. El desarrollo de los sistemas de infraestructuras y comunicaciones, de transmisión de la información, en definitiva, el avance de modelos de vida homogéneos que acompaña al proceso de globalización, han difuminado en gran medida algunos de los elementos culturales y sociales que caracterizaban anteriormente a las sociedades rurales.

Sin embargo, si se hace una reseña histórica de la evolución del concepto de *Desarrollo Rural* en España, podemos apreciar que hasta mediados de los años setenta, en la concepción predominante de desarrollo primaba el crecimiento económico, no teniendo en cuenta la componente territorial y social, lo que ha propiciado el incremento y consolidación de importantes desequilibrios territoriales. Durante este periodo los espacios rurales estaban identificados en gran parte con la actividad agropecuaria, por lo que no podía hablarse de políticas específicamente dirigidas al desarrollo rural, aunque sí de políticas agrarias. El campo cumple, en este periodo, la doble función de producción de alimentos básicos, y de fuente de mano de obra para la industria y otras actividades urbanas.

Es a partir de mediados de los sesenta, cuando comienza a introducirse una visión del desarrollo que se aleja de la tradicional identificación con la eficacia y el crecimiento a corto plazo, para asociarse con una visión más a largo plazo, en la que sus dos ejes básicos están constituidos por la reducción de los desequilibrios sociales y los desequilibrios ínter territoriales.

Respecto al progreso de las zonas rurales, la nueva concepción del desarrollo está más próxima a los conceptos de desarrollo rural integrado y desarrollo sostenible, como contraposición a una filosofía de carácter sectorial, y en el que la despoblación se convierte en el principal obstáculo para que el desarrollo sea posible.

El término desarrollo sostenible fue empleado por primera vez en Informe Brundtland (1987), fruto de los trabajos de la Comisión de Medio Ambiente y Desarrollo de Naciones Unidas, como "*Aquel desarrollo que satisface las necesidades de las generaciones presentes sin comprometer las posibilidades de las del futuro, para atender sus propias necesidades*". La capacidad para atender a las necesidades de generaciones futuras incluye los tres pilares básicos del desarrollo sostenible: el económico (una utilización eficiente de recursos), el social (cohesión y progreso social compartido) y el ambiental (uso responsable de los recursos naturales).

La *Ley 45/2007, de 13 de diciembre, para el desarrollo sostenible del medio rural* señala al desarrollo sostenible del medio rural como la vía para garantizar la igualdad de todos los ciudadanos en el ejercicio de determinados derechos constitucionales, como base de la ordenación general de la actividad económica en dicho medio. Los objetivos generales de esta Ley y, por lo tanto, los pilares básicos del desarrollo rural son los siguientes:

- a) Mantener y ampliar la base económica del medio rural mediante la preservación de actividades competitivas y multifuncionales, y la diversificación de su economía con la incorporación de nuevas actividades compatibles con un desarrollo sostenible.
- b) Mantener y mejorar el nivel de población del medio rural y elevar el grado de bienestar de sus ciudadanos, asegurando unos servicios públicos básicos adecuados y suficientes que garanticen la igualdad de oportunidades y la no

discriminación, especialmente de las personas más vulnerables o en riesgo de exclusión.

- c) Conservar y recuperar el patrimonio y los recursos naturales y culturales del medio rural a través de actuaciones públicas y privadas que permitan su utilización compatible con un desarrollo sostenible.

A partir de la Revolución Industrial, el consumo de energías no renovables ha marcado el desarrollo de la sociedad, convirtiendo al sector energético en una rama estratégica de cualquier economía. La energía es imprescindible para el desarrollo y para prestar los servicios que satisfagan las necesidades humanas básicas, como el acceso al agua potable, la salud, la vivienda y, en general, un nivel de vida mejor.

En relación con el sector energético, el concepto de desarrollo sostenible está relacionado con tres reglas básicas:

1. Ningún recurso renovable deberá utilizarse a un ritmo superior al de su generación.
2. Ningún recurso no renovable deberá aprovecharse a mayor velocidad de la necesaria para sustituirlo por un recurso renovable utilizado de manera sostenible.
3. Ningún contaminante deberá producirse a un ritmo superior al que pueda ser reciclado, neutralizado o absorbido por el medio ambiente.

De acuerdo con el Libro Blanco *“Energía para el futuro: las fuentes de energía renovables”*, la explotación de las energías renovables puede contribuir al desarrollo regional, proporcionando a los territorios rurales una fuente de ingresos valiosa y sostenible. Las renovables se presentan como elementos de cohesión y de desarrollo en las regiones desfavorecidas, ya que podrían contribuir a elevar los niveles de vida y los ingresos en las regiones menos favorecidas, periféricas, insulares, aisladas o en declive, mediante las siguientes medidas:

- Dar prioridad al desarrollo local a través del uso de recursos endógenos.
- Participar en la creación de empleos permanentes a nivel local.
- Reducir la dependencia cara a las importaciones de energía.
- Reforzar el suministro de energía dirigido a los municipios locales, al turismo verde, a las zonas protegidas, etc.
- Contribuir al desarrollo del potencial local de IDT (investigación y desarrollo tecnológico) y de innovación, a través de la promoción de proyectos específicos de investigación-innovación adaptados a las necesidades locales.
- Impulsar el importante potencial que presentan las fuentes de energía renovables en el sector turístico.

Puesto que los recursos naturales constituyen la base de los tres pilares del desarrollo sostenible (económico, social y medioambiental), el fomento de las energías renovables está ligado a una gestión más sostenible de los recursos. Importantes actividades en diferentes sectores rurales requieren electricidad, como la irrigación, la preparación de las tierras y fertilización, la iluminación doméstica, los procesos industriales, bombeo de agua, refrigeración para los centros de salud e iluminación de las instalaciones comunales.

En los siguientes apartados se reconocerá el papel de las energías renovables en cada una de las tres dimensiones del desarrollo sostenible.

a) Energía y sostenibilidad económica

El consumo actual de energía es miles de veces menor que la energía que fluye desde el sol a la tierra. A escala mundial, un 80% de este consumo proviene de combustibles fósiles, -como el petróleo (36%), el carbón (23%) o el gas natural (21%)-; la energía nuclear proporciona un 6%; las grandes centrales hidroeléctricas un 2%, las formas de energías renovables, -tales como solar, viento, minihidráulica o biomasa- otro 2%; mientras que la utilización tradicional de biomasa, -forma principal de suministro energético de los 2000 millones de habitantes menos desarrollados energéticamente-, representa el 10% restante.

La dependencia energética de la Unión Europea ha ido aumentando en los últimos años hasta alcanzar el 56%; la tasa de España es del 85%. A nivel nacional, el petróleo supone más del 50% del consumo total de energía; el gas natural está en torno al 15%, con fuerte tendencia a crecer, y el carbón está en el 18%, con tendencia a decrecer. En estos momentos el volumen de nuestras importaciones energéticas alcanza la cifra de unos 20.000 millones de euros cada año.

La seguridad de abastecimiento es sinónimo de disponibilidad de toda la energía que se necesite a un precio asequible y durante un largo plazo. Si la seguridad de suministro se contempla desde una perspectiva nacional, la dependencia de recursos externos y la incertidumbre de este aprovisionamiento no autóctono se convierte en un aspecto relevante.

La nueva Política Energética Europea aboga por la seguridad del suministro, la competitividad y la sostenibilidad medioambiental en aras de un modelo de desarrollo económico sostenible. Las energías renovables están llamadas a desempeñar un papel importante para garantizar la seguridad al reducir la dependencia exterior e incrementar la diversificación del suministro energético.

El Consejo Europeo de Bruselas aprobó en marzo de 2007 el objetivo comunitario de lograr que las energías renovables representen el 20% del consumo energético de la UE en 2020, exigiendo compromisos diferentes a cada Estado miembro en función de su PIB per cápita, y en concreto ha establecido que España tendrá que elevar su cuota actual de renovables del 8,7% a un 19,5% para 2020. Esto implicará hacer un esfuerzo del 11,3%.

El logro de este objetivo a escala mundial permitirá un descenso en de la demanda de combustibles fósiles podría ascender a 252 Mtep a partir de 2020. Esta cifra es equivalente al consumo total de energía combinada del Reino Unido, Letonia y Lituania. Unos 200 Mtep de este ahorro corresponderían a las importaciones, con 55 Mtep de petróleo y 90 Mtep de gas, principalmente de países de Oriente Próximo y de la CEI. Estos beneficios se conseguirán con un coste adicional de entre 10 000 y 18 000 millones de euros al año, como media entre 2005 y 2020, en función de los precios de la energía.

Complementariamente, se tiene previsto crear un mercado de estos certificados de renovables, por el que los países miembros que no alcancen los objetivos de renovables comprarían certificados para poder compensar su retraso.

En el caso de España, las previsiones son favorables ya que, de acuerdo con el documento "*Balance Energético de España 2007 y Perspectivas 2008*", se constata un claro progreso del conjunto de las renovables hacia los objetivos marcados por el *Plan de Energías Renovables 2005-2010*. Las fuentes renovables han representado el 7% del consumo de energía primaria (un 0,5% más que en 2006) y fueron responsables del 19,8 % de la producción eléctrica de nuestro país frente al 17,7% de la electricidad de origen nuclear. Además, en 2007, el consumo de energía primaria de las fuentes renovables superó por primera vez en su historia la barrera de los 10 millones de toneladas equivalentes de petróleo; lo que supone una aportación del 7% al balance del consumo de energía primaria.

De esta forma, se puede decir que el balance en 2007 de las energías renovables ofrece avances muy significativos, como los 3.374 MW nuevos en el área eólica; los 341 MW en el área fotovoltaica; los 59 MW en hidráulica y los 499 Mtep de nueva capacidad para biocarburantes. De hecho, considerando solamente el objetivo establecido para 2007 en el propio Plan, el grado de avance de las renovables alcanza un 95% de cumplimiento respecto a dicho objetivo anual.

b) Energía y sostenibilidad ambiental

El medio ambiente tiene numerosos componentes: paisaje, biodiversidad, agua, prevención de catástrofes naturales, etc., y puede ser percibido como un elemento positivo para el desarrollo rural (para atraer a nuevos pobladores de un territorio, como

elemento de atracción turística, etc.), o también puede percibirse como un problema, si se entiende como un elemento que precisa del cumplimiento de unas normas de respeto y cuidado.

El camino para poner en valor los aspectos positivos de los recursos naturales pasa por integrar los proyectos medioambientales y el desarrollo económico. Por otra parte, la integración de los aspectos ambientales en el proyecto de desarrollo de un territorio rural permite un mejor acercamiento de los actores rurales al medio ambiente. La implicación de todos, y la toma de conciencia de la población en general sobre la necesidad de preservar esos recursos, son esenciales. Los aspectos ambientales deben estar siempre presentes al poner en marcha actividades nuevas en el medio rural.

Efectivamente, existe una creciente preocupación social porque las actividades resulten sostenibles, por la minimización de los impactos y por el respeto al medio ambiente, lo que cuestiona, muy seriamente, el modelo energético actual basado, especialmente, en el agotamiento de los combustibles fósiles. Los impactos ambientales derivados del uso de energías convencionales se ven reducidos con las energías renovables dado que su carácter es ilimitado, que su distribución territorial es más dispersa y que no generan residuos peligrosos. Adicionalmente, su utilización no lleva asociada emisiones de CO₂ a la atmósfera e incluso, en el caso de la biomasa, la cantidad de carbono capturado por la biomasa es superior al CO₂ liberado durante su combustión.

La piedra angular de la política comunitaria general para reducir las emisiones de CO₂ es una estrategia sobre las energías renovables. Desde la década de 1990, la Unión Europea ha tomado varias medidas destinadas a fomentar las energías renovables, en forma tanto de programas tecnológicos como de iniciativas de estrategias específicas. Las medidas estratégicas se han adoptado como objetivos, bien en un contexto político general, como el objetivo de 1997 del 12 % para las energías renovables, o bien dentro de la legislación sectorial, como las Directivas sobre biocarburantes y electricidad renovable, que contemplan también un conjunto de medidas destinadas a facilitar el logro de los objetivos fijados.

Las emisiones de gases de efecto invernadero a partir de fuentes de energía renovables son nulas o muy bajas. Por tanto, si se aumenta la cuota de la energía renovable en la combinación de combustibles de la Unión Europea, se obtendrá una reducción significativa en las emisiones de estos gases. El despliegue adicional de energía renovable necesario para lograr el objetivo del 20 % reducirá las emisiones anuales de CO₂ en 600-900 Mt en 2020. Considerando un precio del CO₂ de 25 euros por tonelada, el beneficio adicional total respecto al CO₂ puede suponer entre 150.000 y 200.000 millones de euros.

No puede concebirse el desarrollo rural sin ser capaces de alcanzar un alto nivel de calidad ambiental en el medio rural, previniendo el deterioro del patrimonio natural, del paisaje y de la biodiversidad, o facilitando su recuperación, mediante la ordenación integrada del uso del territorio para diferentes actividades, la mejora de la planificación y de la gestión de los recursos naturales y la reducción de la contaminación en las zonas rurales.

c) Energía y sostenibilidad social

El aprovechamiento de las diferentes fuentes de energía renovables lleva asociado la creación de empleo, especialmente en áreas rurales, contribuyendo de esta forma a la cohesión social y al equilibrio interterritorial.

Por parte de las administraciones, deben adoptarse medidas para el impulso de la creación y el mantenimiento del empleo mediante el fomento de las energías renovables, entre las que destacarían:

El apoyo a la creación de empresas, al autoempleo y al empleo en cooperativas.

La creación de empleos en sectores relacionados con los avances tecnológicos.

El fomento de políticas activas para reducir la temporalidad del empleo.

Formación profesional para desempleados y para trabajadores ocupados en capacidades empresariales y en la capacitación en nuevas actividades y tecnologías.

Diversos organismos han realizado previsiones de futuro acerca de los empleos que podrían generarse en España, relacionados con las energías renovables y la eficiencia energética. Las energías renovables potenciarían la actividad económica no sólo en las actuales comarcas industriales, sino también en algunas zonas rurales deprimidas, contribuyendo al desarrollo sostenible y homogéneo de la región, y paliando el alarmante déficit de generación eléctrica de la Comunidad.

Del estudio "*Energías renovables y generación de empleo en España, presente y futuro*", elaborado por el Instituto Sindical de Trabajo, Ambiente y Salud para el Centro de Formación en Energías Renovables (CENIFER) pueden destacarse las siguientes conclusiones:

El sector de las energías renovables es un sector joven, con una antigüedad media que puede cifrarse en torno a los 16 años, y donde casi una de cada tres empresas se ha creado a partir del año 2.000.

Hay tres ejes de actividad sobre los que basculan la mayor parte de las empresas: Solar Fotovoltaico (57,6%), Solar Térmico (43,4%) y Eólico (35,3). La siguiente tabla muestra la distribución total del empleo directo por energías renovables en el total nacional durante el año 2007.

Tecnología	Número de trabajadores	Peso en el total de empleo
		%
Eólica	32.906	36,97
Minihidráulica	6.661	7,58
Solar térmica	8.174	9,28
Solar termoeléctrica	968	1,08
Solar fotovoltaica	26.449	29,90
Biomasa	4.948	5,65
Biocarburantes	2.419	2,17
Biogás	2.982	3,45
Otras: hidrógeno, geotérmicas	3.494	3,92
Total	89.001	100,00

En relación con las actividades concretas que realizan, la mayor parte de ellas se dedican a Instalación (52,4%), el 21,6% realizan operaciones de mantenimiento, otro 14,7% comercializa equipos, mientras que en torno a un 13% produce energía.

Los empleos del sector de energías renovables tienen más estabilidad que en resto de la economía, ya que los contratos temporales son el 15%, mientras que en conjunto de las empresas son el 30%, es decir el doble. La contratación indefinida suma el 82% de los empleos en renovables y un 1,8% son de formación/prácticas.

Atendiendo a la propuesta de la Comisión Europea sobre el cambio climático y energías renovables para el 2020, se han considerado dos posibles escenarios de incremento de la demanda energética: del 2% anual (escenario A) y del 1% anual (escenario B). En cualquier caso, desde el año 2007 se producirá un incremento en el número de empleos relacionados con las energías renovables superior al 60%.

Tecnología	Empleo 2020	
	Escenario A	Escenario B
Eólica	49.427	42.637
Minihidráulica	27.936	24.098
Solar térmica	8.170	7.047
Solar termoeléctrica	13.642	6.616
Solar fotovoltaica	41.859	36.108
Biomasa	101.705	87.733
Biocarburantes	24.807	21.400
Biogás	3.241	2.796
Total	270.788	228.435

En el marco de la sostenibilidad social, es importante señalar la importancia de los programas de extensión de la red de energías renovables de bajo impacto ambiental para asegurar un abastecimiento energético sostenible, estable y de calidad en el medio rural. Así, la *Ley 45/2007, de 13 de diciembre, para el desarrollo sostenible del medio rural* presta una especial atención a las medidas a favor de promover la producción y el uso de energías renovables, y su relación con la adaptación de actividades y usos a los efectos del cambio climático. Asimismo, se concede una importancia singular a las medidas para el fomento de la eficiencia, el ahorro y el buen uso del agua, singularmente por lo que se refiere a la modernización de regadíos:

La producción de energía a partir de la biomasa y de los biocombustibles, incentivando los cultivos agrícolas energéticos que cumplan con criterios de sostenibilidad y la prevención, la reutilización y el reciclaje, por este orden de prioridad, de los residuos, favoreciendo la valorización energética para los no reutilizables ni reciclables.

El aprovechamiento energético de los residuos agrícolas, ganaderos y forestales en el medio rural, potenciando la regeneración y limpieza de montes, así como la actividad del pastoreo, en aquellas zonas con mayor grado de abandono o riesgo de incendios.

La producción de energía a partir de la biomasa, en particular la procedente de operaciones de prevención de incendios y de planes de gestión forestal sostenible, y la procedente de residuos forestales, agrícolas y ganaderos.

La producción de energía a partir de biocombustibles, siempre y cuando se trate de cultivos agrícolas energéticos adaptados a las circunstancias locales y compatibles con la conservación de la biodiversidad.

La producción de energía eólica y solar, en particular, y los sistemas o proyectos tecnológicos de implantación de energías renovables para uso colectivo o particular térmico o eléctrico y de reducción del uso de energías no renovables.

La sustitución del consumo público y privado de energías no renovables, el mantenimiento y aumento de las prestaciones de la cubierta vegetal como sumidero de CO₂, la reducción de las emisiones de dióxido de carbono y otros gases de efecto invernadero, y la adaptación de las actividades y los usos de los habitantes del medio rural a las nuevas condiciones medioambientales derivadas del cambio climático.

VENTAJAS E INCONVENIENTES DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Como se ha venido comentado en el apartado anterior, las energías renovables tienen un papel relevante en todas las dimensiones del desarrollo sostenible. De forma resumida, pueden considerarse las siguientes ventajas de estas fuentes respecto a las convencionales:

- Al generar energía eléctrica sin que exista un proceso de combustión o una etapa de transformación térmica no producen emisiones de CO₂ ni otros gases contaminantes.
- No generan residuos de difícil tratamiento. Se suprimen radicalmente los impactos originados por los combustibles durante su extracción, transformación, transporte y combustión. Al contrario de lo que puede ocurrir con las energías convencionales, las energías renovables no producen ningún tipo de alteración sobre los acuíferos ni por consumo, ni por contaminación por residuos o vertidos.
- Evitan la contaminación que conlleva el transporte de los combustibles; gas, petróleo, gasoil, carbón.
- Son inagotables, renovándose o recuperándose a corto plazo, con lo que evitan el agotamiento de los combustibles fósiles.
- Evitan la instalación de líneas de abastecimiento: canalizaciones a las refinerías o las centrales de gas.
- Son autóctonas, garantizando el suministro y evitando la dependencia exterior. Reducen el intenso tráfico marítimo y terrestre cerca de las centrales y suprimen los riesgos de accidentes durante estos transportes.
- Aseguran el suministro energético mediante la diversificación de fuentes.
- Crean cinco veces más puestos de trabajo que las convencionales y contribuyen al equilibrio interregional.
- Permiten a las economías nacionales desarrollar tecnologías propias.

Sin embargo, todas las instalaciones de energías renovables presentan una serie de problemas ambientales comunes que se describen a continuación:

Demanda de suelo. Con matizaciones diferenciadoras entre instalación, todas exigen una vasta extensión de suelo y un fuerte condicionamiento en su localización.

Ruidos, si bien algunas tecnologías permiten que el nivel de ruidos descienda sensiblemente una vez finalizada la fase de construcción.

Afecciones sobre la vegetación y la fauna. La implantación de estas instalaciones exige en la mayoría de los casos la deforestación de la superficie sobre la que se implante la estructura, así como de las zonas anexas y vías de acceso y servicio.

Afecciones sobre el medio perceptual. La alteración que provoca cada una de las instalaciones en el medio perceptual presenta características muy diferenciadas, respecto a su intensidad y a la calidad de las mismas.

CONCLUSIONES

1. El desarrollo rural se sustenta sobre la diversificación económica, el bienestar social y la conservación del medio ambiente.
2. El agotamiento de los recursos y la dependencia energética actúan en decremento de la seguridad de abastecimiento.
3. La aplicación de las energías renovables supone un ahorro energético a largo plazo para las empresas agropecuarias, turísticas, y otras pequeñas y medianas empresas instaladas en el medio rural. Además, este tipo de energías son generadas a partir de

recursos locales, asegurando el abastecimiento eléctrico en zonas dispersas y alejadas de la red de distribución convencional.

4. Las energías renovables utilizan fuentes no agotables y autóctonas, solucionando los anteriores problemas.
5. La elevada participación del sector energético en el conjunto de emisiones de gases de efecto invernadero, y los problemas ambientales derivados, hacen necesario el incremento de participación de fuentes alternativas en el mix energético.
6. Las diferentes tecnologías de energías renovables constituyen nuevas oportunidades de empleo en las zonas rurales, y asegura el abastecimiento eléctrico en zonas aisladas.

A.4.

ENERGÍAS RENOVABLES Y EMPLEO. UNA OPORTUNIDAD DE CRECIMIENTO

María del Mar Fernández Lorente

ENERGÍAS RENOVABLES Y EMPLEO. UNA OPORTUNIDAD DE CRECIMIENTO

Reza el Manifiesto de UGT “Por un modelo energético respetuoso con el medio ambiente” que *“la política energética es un factor determinante para la consecución del desarrollo sostenible ya que la energía, como recurso básico, determina el desarrollo económico y social al mismo tiempo que las distintas fases del ciclo energético (extracciones mineras, transporte de combustible, procesos de generación y utilización de energía y evacuación de residuos) producen un impacto sobre el medio ambiente, cuya importancia no es sólo sanitaria, por su influencia en la calidad de vida, sino económica por los costes ambientales que representan los efectos derivados de dicho impacto (cambio climático, afección al medio marino, lluvia ácida, contaminación radiactiva...)”*.

Dado que existe una elevada dependencia energética de la economía española del exterior, el panorama que se nos presenta no puede sino que ser optimista en cuanto al crecimiento de las energías renovables. Crecimiento que lleva parejo un impulso al empleo en el sector, tanto directo como indirecto.

Es el momento de actuar. Es preciso abordar políticas de ahorro y eficiencia energética, apostando por nuevas tecnologías de generación de energía intervenidas por la I+D+I, así como es imprescindible incrementar la participación de las renovables en el mix energético. Todo esto supone, en un medio-largo plazo, un beneficio no sólo medioambiental, sino económico y social, de creación de empleo, que en muchas ocasiones se perfila como altamente cualificado, con un elevado valor añadido en base al uso de recursos locales y en muchas ocasiones, como ocurre puede ser en el mundo rural, de mantenimiento y potenciación de muchas zonas ya deprimidas. En definitiva, hacer esta apuesta es decidirse por ser más sostenibles.

Es grato para todos comprobar el consenso social que existe en relación con este modelo energético en base a las energías renovables. Todos los grupos políticos, organizaciones sindicales, sociales y económicas, colectivos ecologistas, asociaciones ciudadanas, universidades y expertos, entre otros muchos, están de acuerdo en las ventajas que las energías renovables tienen sobre las energías convencionales, ventajas derivadas de una nueva conciencia social y de una necesaria sensibilización hacia otras formas de producir y, como no, de consumir energía.

El potencial de nuestro país para el aprovechamiento de energías renovables como la eólica, la solar fotovoltaica o la térmica y la biomasa, confieren a estas energías un triple carácter: como elemento estratégico para el desarrollo social, como paso decisivo para la reducción de la dependencia energética y como herramienta fundamental para la protección del medio ambiente.

Así pues, es necesario apostar por este modelo energético y no perder la perspectiva de alcanzar el objetivo comunitario del 2020, con un 20% de participación de las renovables.

Objetivos como éste, son esperanzadores a la hora de pensar en las energías renovables como alternativa para mejorar desarrollo de los territorios derivados del aprovechamiento del potencial endógeno generando empleo local. No debemos perder de vista el creciente número de empresas dedicadas a tales menesteres, más de 1471¹ centros de trabajo dedicados a desarrollo de proyectos, estudios de viabilidad, fabricación de equipos y componentes, instalación, mantenimiento y reparación, servicios de asistencia técnica y promoción, entre otras actividades.

Por otra parte, el tipo de empresa de este sector se puede calificar como micro-pyme y pyme, ya que son muy pocas las empresas que cuentan con más de 500 trabajadores. Y el número de trabajadores estimado por UGT está en algo más de 150.000 empleos, de los cuales unos 60.000 son directos y un 75% de ellos corresponde a la fabricación de componentes y al mantenimiento de las instalaciones.

Los sectores de energías renovables que más han evolucionado en los últimos años son el eólico, que acapara cerca del 37% de todos los empleos, y el solar o fotovoltaico, con un 30% de los puestos de trabajo generados.

Es importante señalar que cada vez es mayor es la demanda de trabajadores con formación y experiencia en renovables, debido al crecimiento del sector, al potencial que tiene y a las expectativas que la UE y España, en concreto, han puesto sobre las energías renovables. Así, la cifra de 150.000 trabajadores podría duplicarse entre los años 2020 y 2030, si se realizan fuertes inversiones y un plan de desarrollo que apueste por la I+D+I en tecnologías, por la fabricación propia de equipos y sistemas.