

La energía de hoy y del mañana



www.fenercom.com



La energía de hoy y del mañana

Fernando Sánchez Sudón

Antonio Ferreiro Viña

Celestino García de la Noceda Márquez

Javier Anta Fernández

Francisco Puente-Salve

Roberto Legaz Poignon

Antonio González Giménez

Madrid 2008

Esta Publicación es descargable en formato pdf desde la sección de publicaciones de las páginas web:

www.mapfre.com

(Instituto de Prevención, Salud y Medio Ambiente FUNDACIÓN MAPFRE)

www.madrid.org

(Dirección General de Industria, Energía y Minas de la Consejería de Economía y Hacienda)

www.fenercom.com

(Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid)

Si desea recibir más ejemplares de esta publicación en formato papel puede contactar con:

Dirección General de Industria, Energía y Minas de la Comunidad de Madrid
dgtecnico@madrid.org

Depósito legal: M-51580-2008

Imprime: Gráficas Arias Montano, S. A.
28935 MÓSTOLES (Madrid)

	Pág.
PRÓLOGO.....	9
I. ENERGÍAS RENOVABLES: DESAFÍOS TECNOLÓGICOS DE FUTURO	11
1. Introducción	11
2. Energía eólica	12
2.1. Necesidades tecnológicas de mejora en la eficiencia de conversión de los aerogeneradores. Diseños avanzados	12
2.2. Necesidad de instalaciones de ensayo de componentes y aerogeneradores a escala real	13
2.3. Integración de aerogeneradores en la red eléctrica y operación del sistema	13
2.4. Desarrollo de la tecnología eólica marina	13
3. Energía solar fotovoltaica	13
3.1. Células fotovoltaicas. Tecnologías de silicio	14
3.2. Tecnologías para módulos de lámina delgada. Nuevos materiales	15
3.3. Otras tecnologías emergentes. Células para concentración	16
3.4. Instalaciones fotovoltaicas conectadas a red	16
4. Energía solar termoeléctrica	17
4.1. Desarrollo de concentradores	18
4.2. Desarrollo de receptores solares	19
4.3. Desarrollo de sistemas de almacenamiento	19
5. Energía solar térmica	19
5.1. Desarrollo de nuevos captadores	20

	Pág.
5.2. Refrigeración solar	20
5.3. Aplicaciones industriales	21
6. Biomasa y biocarburantes	21
6.1. Producción de materia prima para aplicaciones energéticas	22
6.2. Procesos avanzados de conversión termoquímica	22
6.3. Desarrollo de los biocarburantes de segunda generación	22
6.4. Integración y uso final	23
BIBLIOGRAFÍA	23
 II. LA EXPERIENCIA EÓLICA, UNA OPORTUNIDAD PARA ESPAÑA	 25
1. En la senda adecuada	25
2. Críticas injustas	26
3. Sector estratégico	27
 III. ENERGÍA GEOTÉRMICA	29
1. Recursos geotérmicos convencionales	29
2. Investigación geotérmica en España	31
3. Los proyectos de aprovechamiento geotérmico en España	33
4. La geotermia en España hoy	34
5. Un nuevo contexto para la geotermia	36
6. Perspectivas para la geotermia en España	38
6.1. Recursos de muy baja temperatura	38
6.2. Recursos geotérmicos convencionales	38
6.3. Sistemas geotérmicos estimulados	39
 IV. LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	41
1. ¿Qué es la energía solar fotovoltaica?	41
2. La instalación de energía solar fotovoltaica	44
3. La energía solar fotovoltaica en España	50

	Pág.
4. Algunos datos sobre la energía solar fotovoltaica en España	51
BIBLIOGRAFÍA	52
V. BIOMASA	53
1. La biomasa comercial	53
2. Calderas de biomasa	54
2.1. Calderas con alimentador inferior	55
2.2. Calderas con parrilla móvil	55
2.3. Calderas con parrilla en cascada	55
2.4. Calderas de carbón o gasóleo adaptadas a biomasa	55
3. Instalaciones de calefacción con biomasa	56
3.1. Generación de calor mediante plantas de <i>district heating</i> (sistemas de calefacción distribuida o de distrito)	56
3.2. Sistemas de calefacción con calderas de tamaño medio (50 - 500 kW)	60
3.3. Calderas para viviendas unifamiliares (hasta 40 kW)	62
4. Calderas automáticas alimentadas con Pellets	64
4.1. Aspectos generales	65
4.2. Sistemas de pequeña potencia	69
4.3. Sistemas de potencia media-alta	70
BIBLIOGRAFÍA	71
VI. LA ENERGÍA MARINA	73
1. Energía mareomotriz	73
2. Energía mareotérmica	74
3. Energía de las olas (undimotriz)	74
4. Diseño de prototipos	75
5. Conclusiones	81
VII. ENERGÍA NUCLEAR: UNA VISIÓN DESDE LA INDUSTRIA	83
1. Introducción	83

	<u>Pág.</u>
2. La industria nuclear española	84
2.1. Hacia una industria nuclear en España	85
2.2. Capacidad creada y situación actual	87
2.3. La exportación y las actividades futuras	90
3. Las centrales nucleares españolas	91
3.1. Titularidad	92
3.2. Producción	93
3.3. Potencia	93
3.4. Indicadores de funcionamiento	94
3.5. Autorizaciones de explotación	95
3.6. Paradas de recarga	96
4. Análisis económico de un proyecto de ampliación de la producción eléctrica nuclear en España	96
5. Conclusiones	99

En esta publicación se recogen las ponencias del encuentro organizado por la Dirección General de Industria, Energía y Minas de la Comunidad de Madrid, la Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid y FUNDACIÓN MAPFRE, celebrado en noviembre de 2008 con el título «La Energía de Hoy y del Mañana».

Los problemas de abastecimiento de energía y la preocupación por el medio ambiente han generado un interés social tanto por el ahorro de energía como por la utilización de las distintas fuentes de energía alternativas existentes.

Por ello, se hace necesario contar con una panorámica general de las distintas energías existentes, sus aplicaciones presentes y sus posibilidades de desarrollo futuro, en este caso, a través de directivos y expertos de entidades de reconocido prestigio que muestran una visión panorámica, a la vez que profunda, del mundo de la energía.

Desde ópticas diversas se expone la situación energética actual, analizando los desarrollos y aplicaciones de las distintas fuentes de energía, incidencias medioambientales, formas de ahorro y eficiencia energética posibles, y la especial sensibilidad social ante la problemática de los recursos energéticos existentes.

Se ofrece así una buena ocasión de revisar los distintos tipos de energías disponibles y de profundizar en los retos que les deparará el futuro.

D. Antonio Guzmán Córdoba

Director General del Instituto de
Prevención, Salud y Medio Ambiente
FUNDACIÓN MAPFRE

D. Carlos López Jimeno

Director General de Industria,
Energía y Minas

ENERGÍAS RENOVABLES: DESAFÍOS TECNOLÓGICOS DE FUTURO

D. Fernando Sánchez Sudón
Centro Nacional de Energías Renovables (CENER)

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 reguladoras 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 tractores 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.

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 100 kW, que era el tamaño con el que se construyeron los primeros parques comerciales, a los 2 MW 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.



Foto 1. Parque eólico.

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

2.1. 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.

2.2. 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.

2.3. 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

2.4. 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.

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 regulador para sistemas conectados a red.



Foto 2. *Instalación solar fotovoltaica.*

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 reguladores tan favorables han permitido dar un gran salto al sector y han 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:

3.1. 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 micrómetros, pero en la actualidad se procesan en el rango de 200 micrómetros 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 monocristalino. 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 basada en la reducción del material empleado

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

Reducción de costes basada 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 basada en el aumento del volumen de producción

Automatización de los procesos y economías de escala.

3.2. Tecnologías para módulos de lámina delgada. Nuevos materiales

Son tecnologías que requieren menor consumo de material en su fabricación (2-3 micrómetros de espesor es suficiente) y utilizan técnicas de procesamiento 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 requiere 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 ($\text{CuInSe}_2/\text{CuInGaSe}_2$).

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.

3.3. 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, etc.). 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 ($\sim \text{cm}^2$).

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.

3.4. Instalaciones fotovoltaicas conectadas a red

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

El desarrollo de grandes inversores ($>$ de 500 kW) 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) conectadas 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 regulador, 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. ENERGÍA SOLAR TERMOELÉCTRICA

Los desarrollos tecnológicos de la energía solar termoelectrica se iniciaron en la década de los ochenta 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.

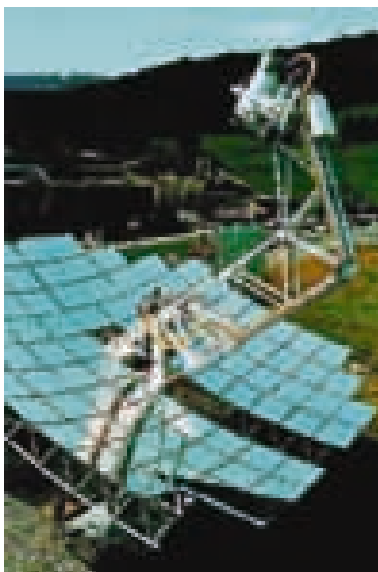


Foto 3. Discos parabólicos.

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 cilindroparabólicos de mayor tamaño y estructuras más ligeras.
- Nuevos heliostatos 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 cilindroparabólicos.
- Nuevos concentradores, como los que usan lentes de 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:

4.1. Desarrollo de concentradores

Existen diferentes tipos de concentradores de la radiación solar:

- Heliostatos.
- Reflectores cilindroparabólicos.
- Discos parabólicos.
- Lentes de 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.

4.2. Desarrollo de receptores solares

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

Especialmente importantes 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 cilindroparabólicos, 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.

4.3. 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 esfuerzo continuado para disponer de sistemas de almacenamiento a un coste razonable.

5. ENERGÍA SOLAR TÉRMICA

La tecnología asociada a la producción de agua caliente sanitaria es la más extendida de las aplicaciones, y se basa en el concepto de colec-

tor 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.

5.1. 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 cilindro-parabólicos, concentradores lineales 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 anti-reflectivos para la cubierta.

5.2. 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 estas suelen ser tanto mayores cuanto 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 máquinas refrigeradoras.

Sin embargo, el incremento de la competitividad de los sistemas termosolares de refrigeración y su consolidación comercial pasan 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.

5.3. Aplicaciones industriales

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

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.

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 son diversos y cubren tanto la producción de calor y electricidad como la producción de biocarburos para el sector transporte.



Foto 4. Suministro de biomasa.

Un aspecto importante que adquiere especial relevancia en el campo de los biocarburantes para el sector transporte 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 biocarburantes de segunda generación, que utiliza materia prima no alimentaria y tiene un mejor balance de emisiones que los biocarburantes de primera generación.

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

6.1. Producción de materia prima para aplicaciones energéticas

- Demostración de las cadenas bioenergéticas a partir de cultivos energéticos.
- Mejora de cultivos energéticos.
- Producción y comercialización de biocombustibles estandarizados.
- Investigación en prenormativa y estandarización.
- Estudio de los impactos del cambio de uso de la tierra y competencia con usos no energéticos.

6.2. Procesos avanzados de conversión termoquímica

- Nuevos conceptos de pretratamiento. Tecnologías de torrefacción.
- Co-combustión: optimización de los procesos.
- Gasificación avanzada para producción de electricidad, H_2 y gas de síntesis.

6.3. Desarrollo de los biocarburantes de segunda generación

Vía bioquímica. Bioetanol de lignocelulosas

- 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 de los procesos desarrollados en plantas piloto.

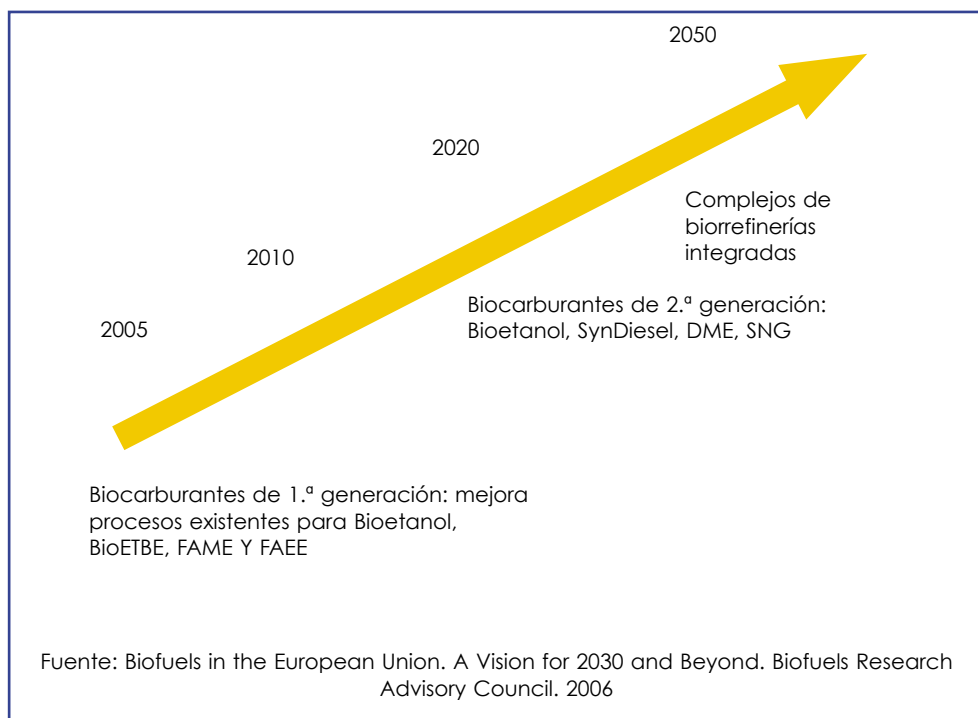


Figura 1. Hoja de ruta prevista para el desarrollo de los biocarburantes.

6.4. 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 socioeconómicos, legislación y aceptabilidad.
- Integración de la generación distribuida y la cogeneración en la red eléctrica.

BIBLIOGRAFÍA

- 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.

- European Biofuels Technology Platform. Strategic Research Agenda & Strategy Deployment Document
- Prioritising Wind Energy Research. Strategic Research Agenda of the Wind Energy Sector
- 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.

LA EXPERIENCIA EÓLICA, UNA OPORTUNIDAD PARA ESPAÑA

D. Antonio FerreiroViña

Acciona Energía

España no es, por desgracia, líder mundial en muchos sectores de actividad. Pero lo es en energía eólica: tercer país en implantación y en fabricación de aerogeneradores; tres empresas españolas entre las cinco líderes mundiales en propiedad de activos y dos entre las primeras fabricantes de turbinas eólicas; casi 100.000 empleos directos e indirectos en la industria y una expansión internacional que viene siendo exitosa. Y todo ello en un sector que mueve anualmente miles de millones de euros y con enorme proyección de futuro.

En plena crisis económica y financiera como la que ahora padecemos, resulta difícil hablar en estos términos, pero con la coyuntura actual no debemos hacernos olvidar que el camino iniciado tiene cimientos más que sólidos.

Los logros citados al principio no son casualidad, y tienen orígenes claros: un marco normativo que, con distintos gobiernos, ha venido favoreciendo el desarrollo de las energías renovables en España, y una iniciativa empresarial que se ha distinguido por su capacidad de anticipar el futuro, creando en torno a sí un tejido industrial pujante y competitivo.

Desde unos inicios sin duda testimoniales, la historia del desarrollo eólico en España es la historia de un éxito empresarial y tecnológico que nos sitúa en excelente posición en el despliegue de una fuente renovable que va a ser parte significativa del mix energético en el presente siglo.

1. EN LA SENDA ADECUADA

Todos los llamamientos de los científicos del Panel Intergubernamental para el Cambio Climático (IPCC) sobre la necesidad de frenar el calentamiento global, las directivas de la Unión Europea, los recientes acuerdos del G-8 sobre el mismo tema, la permanente espada de Damocles que para el orden estratégico mundial supone la concentración de recursos energéticos claves, como el petróleo y el gas, en un reducido número de



Foto 1. Parque eólico.

países, en su mayoría inestables, todo aboga por una profunda revisión del modelo energético mundial, que haga al Planeta menos dependiente de los combustibles fósiles, prime el desarrollo de las tecnologías renovables y la eficiencia en el uso de energía y limite las emisiones de las fuentes convencionales.

Con su apuesta por la eólica y, en menor medida, por otras renovables, España está hoy entre los países líderes en el desarrollo de soluciones energéticas sostenibles. Debemos aprovecharlo, porque será difícil encontrar ahora mismo un sector productivo con mayores expectativas de desarrollo en el mundo, tanto en los países en que ya está presente como en aquellos otros que todavía no han iniciado su implantación eólica, pero que observan con atención lo que se está haciendo en otras partes para integrar esta tecnología en su mix energético.

2. CRÍTICAS INJUSTAS

La eólica ha tenido y tiene que soportar críticas muchas veces injustificadas. Frente a quienes sostienen, por ejemplo, que la producción eléctrica por esta fuente de energía es cara, hay que negarlo con rotundidad. Todas las energías convencionales han dispuesto de cuantiosos apoyos y siguen gozando de ellos en la medida en que los poderes públicos lo

consideren necesario. Que las energías renovables los tengan ahora, especialmente en un escenario en que la generación fósil no internaliza sus costes ambientales, tiene todo el sentido del mundo, porque estas fuentes de energía, limpias e inagotables, reducen la dependencia energética y la factura asociada a ello; mitigan los riesgos estratégicos provocados por la posesión del petróleo y el gas en pocas manos; disminuyen las emisiones de CO₂ y de gases contaminantes con efectos positivos para el medio ambiente, y crean un nuevo sector productivo.

Esta argumentación es bien conocida. Lo novedoso es que importantes sectores de opinión, hasta ahora renuentes a considerar la eólica como una opción energética, empiezan a tomársela en serio.

¿Cuál es la ventaja de las empresas españolas? Que lo previeron con anterioridad y que convencieron a tirios y troyanos de que España podía ser líder mundial en energía eólica; hicieron ver a los poderes públicos que merecía la pena establecer un sistema que favoreciera el despegue de las energías renovables y encontraron una receptividad positiva.

Es cierto que de forma recurrente surgen también visiones desde los poderes públicos que no van en esa dirección y nos encontramos con riesgos de que lo realizado brillantemente hasta ahora no sea aprovechado como catapulta para el futuro. Pero estas contradicciones no deben ocultar la constatación de que se ha acertado en lo fundamental.

3. SECTOR ESTRATÉGICO

Sería, en todo caso, absurdo y nefasto caer en la autocomplacencia. Los liderazgos hay que mantenerlos y reforzarlos estando presentes en las distintas vertientes de crecimiento del sector. Por poner un ejemplo, España se está quedando atrás en la eólica instalada en el mar. Somos el tercer país en implantación eólica total —tras Alemania y Estados Unidos—, pero carecemos de implantación *offshore*. Países como Dinamarca, Reino Unido, Holanda, Alemania y Suecia cuentan ya desde hace años con experiencias en este campo y, aunque esta tecnología se encuentra en un estadio incipiente, a la espera, por ejemplo, del lanzamiento comercial de máquinas de gran potencia que rentabilicen la inversión, España no puede permanecer ajena a esos desarrollos y necesita emplazamientos en los que experimentar la idoneidad o no de su propia tecnología de aerogeneradores.

De la misma manera, necesitamos más y mejores interconexiones con Europa. Sólo en una Unión Europea mucho mejor conexcionada serán factibles desarrollos destacados de fuentes de régimen aleatorio como son las renovables.

Pero, en todo caso, está claro que la eólica ha sido la gran novedad del panorama energético en los últimos quince años. Nadie en aquellas

fechas hubiera soñado con que podía llegarse a la situación actual y estamos en disposición de asegurar que lo realizado en el mundo es una mínima parte de lo que queda por realizar.



Foto 2. Aerogeneradores.

ENERGÍA GEOTÉRMICA

D. Celestino García de la Noceda Márquez
Instituto Geológico y Minero de España (IGME)

*A mis buenos amigos y maestros **Jerónimo Abad y Fernando Pendás**, auténticos impulsores de la investigación geotérmica en España y responsables del Inventario General de Manifestaciones Geotérmicas. El primero, fallecido hace ya trece meses, y el segundo, homenajeado en este mismo día en Oviedo por su trayectoria profesional.*

1. RECURSOS GEOTÉRMICOS CONVENCIONALES

Hablar de energía geotérmica significa, en el sentido más amplio de su acepción, hablar de la energía calorífica que desde el interior del globo se desprende hacia su exterior.

Quienes han desarrollado trabajos en el subsuelo más o menos profundo (minería, perforación, etc.) han podido observar ese desprendimiento de calor desde el interior de la corteza que produce un incremento de temperatura con la profundidad y una estabilidad térmica a lo largo del tiempo.

Esta energía calorífica que, en amplias zonas de la superficie terrestre, se desprende de forma apenas imperceptible, puede ser aprovechada por el hombre cuando parte de ella es cedida a un acuífero profundo. Estos «acuíferos calientes» constituyen básicamente los recursos geotérmicos de baja entalpía (Figura 1). Se trata de aquellos niveles permeables en los que el agua circula lentamente a profundidades suficientes para que el gradiente geotérmico (el incremento de la temperatura con la profundidad, que, en regiones geológicamente estables, es de $2,5\text{ }^{\circ}\text{C} - 3\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{ m}$) sea suficiente para calentar las aguas que contienen hasta temperaturas del orden de los $100\text{ }^{\circ}\text{C}$.

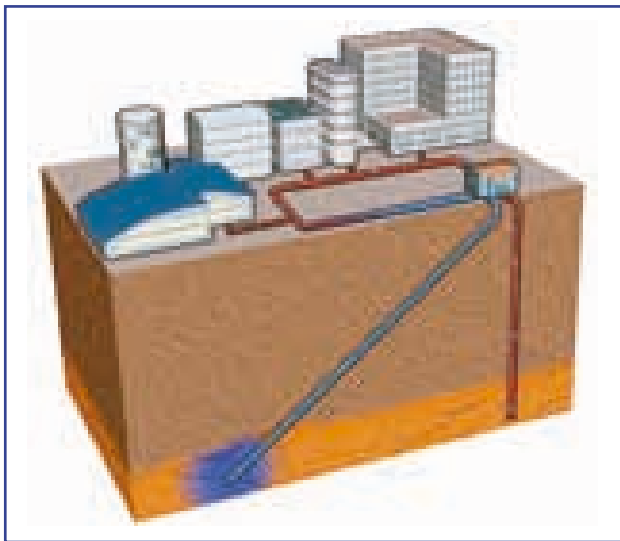


Figura 1. Yacimiento geotérmico de baja entalpía.

En zonas geológicamente más activas de la corteza (Figura 2), el aporte de calor desde el interior del globo es más elevado debido precisamente a los fenómenos geológicos (erupciones volcánicas o presencia de magmas, terremotos, choques de placas tectónicas, menor espesor de la corteza, etc.), y por ello los gradientes geotérmicos son muy superiores. En estas condiciones, las temperaturas que pueden alcanzar los fluidos de acuíferos próximos son muy elevadas. Cuando, además, se dan las condiciones geológicas apropiadas y existe un nivel superior al acuífero que actúa como un cierre o sello de este, ya no sólo es la temperatura la que aumenta, sino también la presión. Es lo que constituye un yacimiento geotérmico de alta entalpía (mayor de 150 °C) que podrá contener vapor de agua seco o mezcla con agua sobrecalentada (Foto 1).

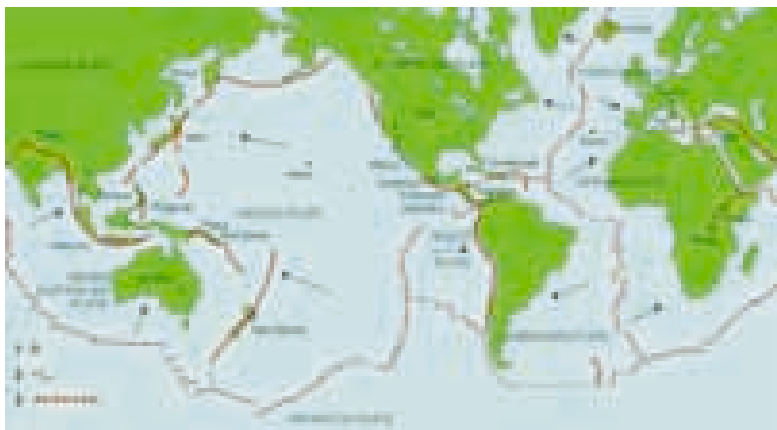


Figura 2. Tectónica de placas y yacimientos geotérmicos.

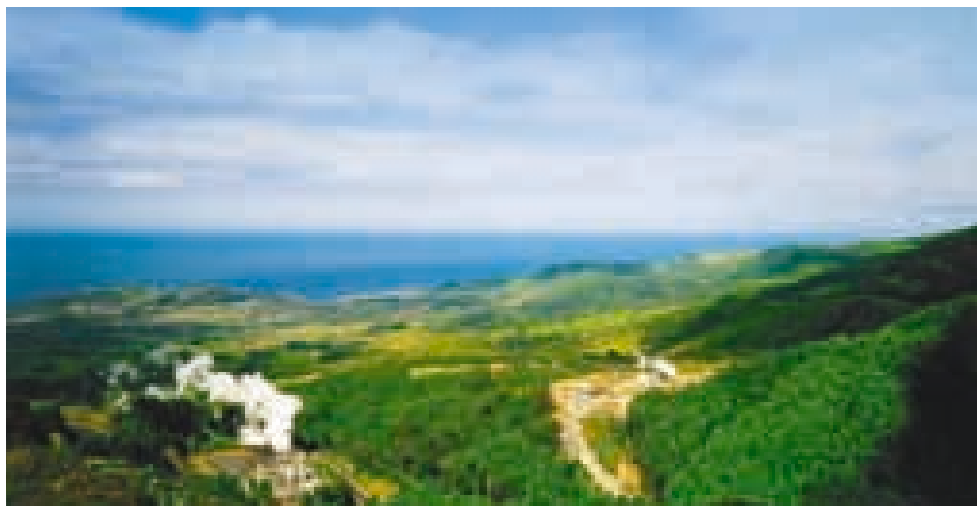


Foto 1. Geotermia en Azores.

Cualquiera de los dos tipos de recursos geotérmicos puede ser aprovechado energéticamente por el hombre. Los recursos de baja temperatura, fundamentalmente para procesos en los que se demanda energía en forma de calor (calefacción, procesos industriales, etc.), por lo que requieren una demanda *in situ*, dado el elevado coste del transporte de calor. Los yacimientos de alta entalpía permiten fundamentalmente la producción de electricidad, por lo que la ubicación del yacimiento no constituye un problema dadas las posibilidades que existen para el transporte de la electricidad.

Los yacimientos geotérmicos denominados de media entalpía (aquellos en los que la temperatura se sitúa entre los 100 °C y los 150 °C) pueden ser aprovechados para la producción de electricidad, pero requieren la utilización de un fluido de bajo punto de ebullición que es el que se lleva a turbinas.

2. INVESTIGACIÓN GEOTÉRMICA EN ESPAÑA

España cuenta con un contexto geológico muy favorable para la existencia de recursos geotérmicos.

Por ello, tras la crisis energética de 1973, el IGME lleva a cabo el primer estudio sistemático de investigación de recursos geotérmicos: el «*Inventario general de manifestaciones geotérmicas en el territorio nacional*». Este primer estudio global sobre las posibilidades de existencia de recursos geotérmicos en España constituye la puerta de acceso a una etapa floreciente de exploración más detallada, sienta las bases para este proceso investigador y permite disponer de una amplia información sobre el potencial geotérmico español (Figura 3).

La existencia de numerosas fuentes termales ampliamente repartidas por todo el territorio, ya que constituyen los aliviaderos de los yacimientos geotérmicos, la situación del sureste español en una zona de contacto entre las placas africana y euro-asiática, lo que posibilita la existencia de gradientes geotérmicos elevados, volcanismo más o menos reciente en varias zonas, espesores corticales reducidos en algunas áreas, etc., son factores que motivan el esfuerzo investigador llevado a cabo.



Figura 3. *Inventario general de manifestaciones geotérmicas.*

Tras el primer estudio general del IGME, este acomete una serie de proyectos de investigación en todas las áreas con posibilidades de existencia de recursos geotérmicos. Estos proyectos estaban enmarcados en el Programa de Investigación Geotérmica, financiado a través del Plan Energético Nacional, y ello permitió abordar el estudio detallado de cada una de las zonas de interés geotérmico aplicando novedosas técnicas de exploración. La investigación centra sus esfuerzos inicialmente en aquellas áreas más prometedoras y, siguiendo el modelo de Francia y otros países, se plantea el aprovechamiento de recursos geotérmicos profundos de baja temperatura (menor de 100 °C) para el suministro de agua caliente sanitaria y la calefacción de viviendas en colectividades que permitan la gestión de un número importante de viviendas conectadas a un único sistema de calefacción.

Se realizan igualmente ensayos en plantas experimentales de calefacción de invernaderos con resultados espectaculares en cuanto a

producción, adelanto en fechas y mejora de las cosechas. Se plantean también proyectos innovadores para otros usos (piscifactorías, desalinización, etc.).

El esfuerzo en la investigación de todo el territorio se complementó con el desarrollo de nuevas técnicas y metodologías de investigación y con el desarrollo de tecnologías para el aprovechamiento de los recursos puestos de manifiesto.

La realización de buen número de sondeos geotérmicos, la mayor parte de los cuales con éxito, permitió corroborar los resultados de las investigaciones realizadas.

La tarea investigadora se llevó a cabo fundamentalmente en la segunda mitad de la década de los setenta (coincidiendo en ello la segunda crisis de la energía de 1979) y a lo largo de los años ochenta.

Los principales resultados de la investigación se resumen en la Tabla 1.

Tabla 1. Zonas de interés geotérmico

Yacimientos geotérmicos	Baja temperatura $T < 100\text{ }^{\circ}\text{C}$	Almacenes sedimentarios profundos	Cuenca del Tajo: Madrid. Cuenca del Duero: León, Burgos y Valladolid. Área Prebética e Ibérica: Albacete y Cuenca.
		Zonas intramontañosas y volcánicas	Galicia: zonas de Orense y Pontevedra Depresiones catalanas: Vallés, Penedés, La Selva y Ampurdán. Depresiones internas de las Cordilleras Béticas: Granada, Guadix, Baza, Cartagena, Mula, Mallorca. Canarias: isla de Gran Canaria.
	Media temperatura $100\text{ }^{\circ}\text{C} < T < 150\text{ }^{\circ}\text{C}$		Cordilleras Béticas: Murcia, Almería, Granada. Cataluña: Vallés, Penedés, La Selva y Olot. Galicia: áreas de Orense y Pontevedra. Pirineo Oriental: zona de Jaca-Sabiñánigo.
	Alta temperatura $T > 150\text{ }^{\circ}\text{C}$		Islas Canarias: Tenerife, Lanzarote y La Palma.

3. LOS PROYECTOS DE APROVECHAMIENTO GEOTÉRMICO EN ESPAÑA

Si bien la tarea investigadora se llevó a cabo de forma exitosa, no ocurrió lo mismo con los proyectos de aprovechamiento. Varios de ellos murieron casi antes de dar a luz. La gestión de los proyectos no fue realizada

adecuadamente, aun a pesar de que los datos económicos eran más que favorables en un contexto afectado por las crisis energéticas de 1973, 1979 e incluso 1990. No es arriesgado decir que los fracasos no fueron, prácticamente en ningún caso, debidos a factores del subsuelo, sino a la deficiente planificación y gestión del proyecto de aprovechamiento, probablemente por desconocimiento de las peculiaridades del recurso y por planteamientos empresariales y financieros inadecuados (Figura 4). Los proyectos que siguen adelante son los que son asumidos por el propio utilizador de la energía (agricultores para calefacción de invernaderos, balnearios que utilizan parte del agua termal para calefactar sus instalaciones, etc.), y los que fracasan son principalmente aquellos que requieren gran cantidad de usuarios y una gestión de proyecto más compleja.

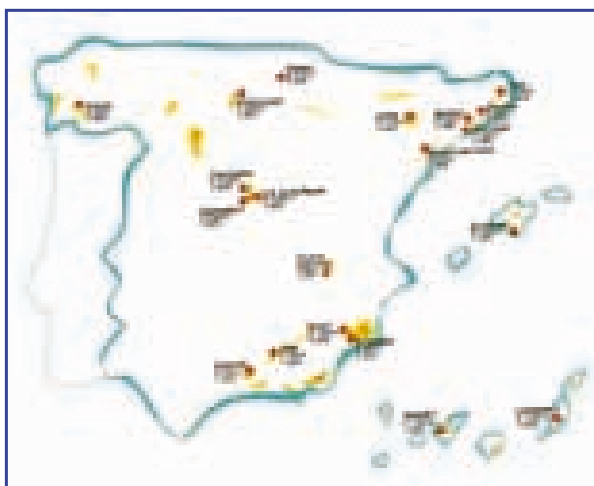


Figura 4. Principales proyectos de aprovechamiento geotérmico.

Durante la década de los noventa se suma a estos fracasos en varios proyectos una situación de recesión de la geotermia en los países cercanos. Los proyectos de calefacción con recursos geotérmicos profundos de baja temperatura sufren dificultades para subsistir. Incluso los proyectos innovadores de la UE en cuanto a la creación y desarrollo de un yacimiento geotérmico en una zona sin acuífero (roca caliente seca) sufre serios reveses y se duda de su continuidad.

4. LA GEOTERMIA EN ESPAÑA HOY

En las últimas décadas del siglo XX, en países próximos se potencia prácticamente de forma única el uso de la geotermia de muy baja temperatura (de acuíferos someros o el mismo subsuelo poco profundo) mediante la bomba de calor para la calefacción de viviendas y locales (Figuras 5 y 6). En España se aprecia en estos últimos años un fuerte crecimiento de este

tipo de aprovechamientos y, previsiblemente, este irá en aumento en los próximos años.

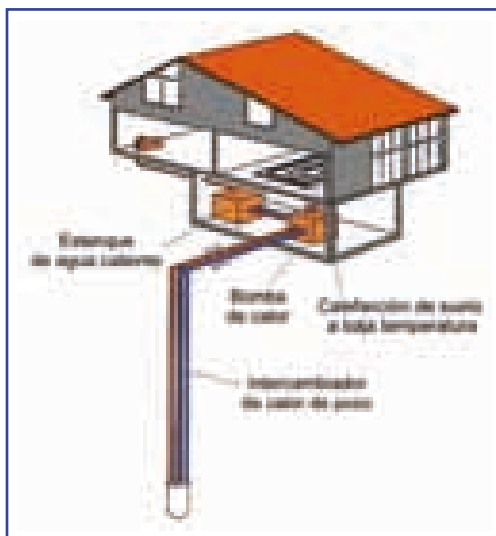


Figura 5. Intercambiador geotérmico enterrado.

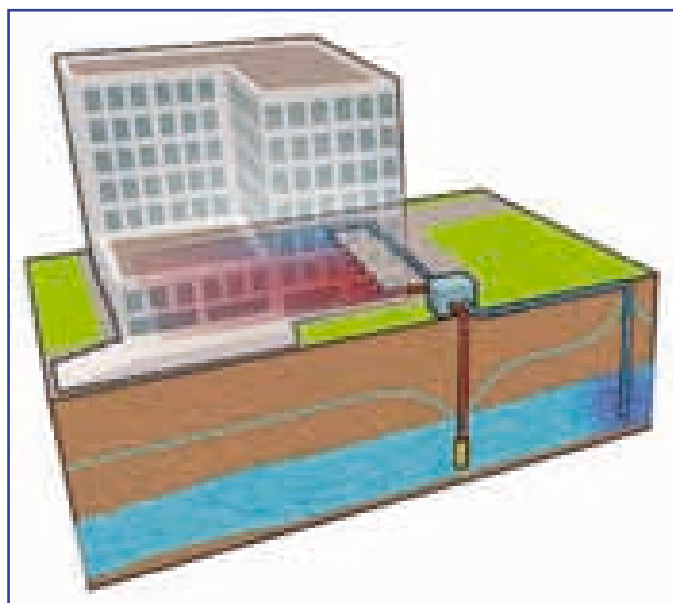


Figura 6. Aprovechamiento geotérmico de un acuífero.

Los recursos geotérmicos de muy baja temperatura que utilizan como fuente energética los acuíferos someros con temperatura estable (15°C - 20°C) o

la propia estabilidad térmica del subsuelo, mediante intercambiadores situados bien en perforaciones verticales o a corta profundidad bajo el terreno en horizontal y, en todo caso, mediante el empleo de bombas de calor que permiten ceder calor al circuito de calefacción (o al de agua caliente sanitaria), ofrecen grandes posibilidades de desarrollo, ya que, incluso cuando se aprovechan los acuíferos, no requieren consumo neto de agua, permiten una gran versatilidad en cuanto a los diseños, así como un gran ahorro energético, máxime teniendo en cuenta la posibilidad de uso reversible en calefacción y refrigeración.

En la actualidad, en muchos países europeos la utilización rentable de los proyectos de calefacción basados en los recursos de muy baja temperatura usando bomba de calor es un hecho generalizado sin apenas apoyos públicos.

5. UN NUEVO CONTEXTO PARA LA GEOTERMIA

Tras la recesión de la geotermia, en el comienzo del actual siglo, aparecen nuevos factores que dinamizan el ambiente geotérmico: el desarrollo y adaptación de turbinas y ciclos binarios que permiten la utilización rentable de fluidos geotérmicos con niveles energéticos situados en la zona intermedia entre los de baja y los de alta temperatura (Foto 2).



Foto 2. Central binaria en Islandia.

Estos fluidos, que por su nivel energético no pueden producir electricidad con rendimientos adecuados en las turbinas convencionales de la geotermia de alta entalpía, pueden ser aprovechados con turbinas similares a las utilizadas en otras energías renovables, y a través de ciclos binarios que utilizan fluidos de bajo punto de ebullición pueden producir energía eléctrica de forma rentable. Un buen número de proyectos en distintos países europeos, previstos inicialmente sólo para uso de calefacción, consiguen rentabilizarse gracias a la producción combinada de energía eléctrica y calefacción.

Incluso en la actualidad se plantea la utilización de recursos de baja temperatura (por debajo de los 100 °C) para producción de electricidad con nuevos ciclos actualmente en fase de investigación.

El éxito logrado en las investigaciones de yacimientos profundos de roca caliente seca ha despertado el interés por la investigación de los «yacimientos geotérmicos estimulados», que incluyen tanto los yacimientos de roca caliente seca como aquellos yacimientos de alta entalpía que no pudieron ser aprovechados debido a factores como la baja permeabilidad.

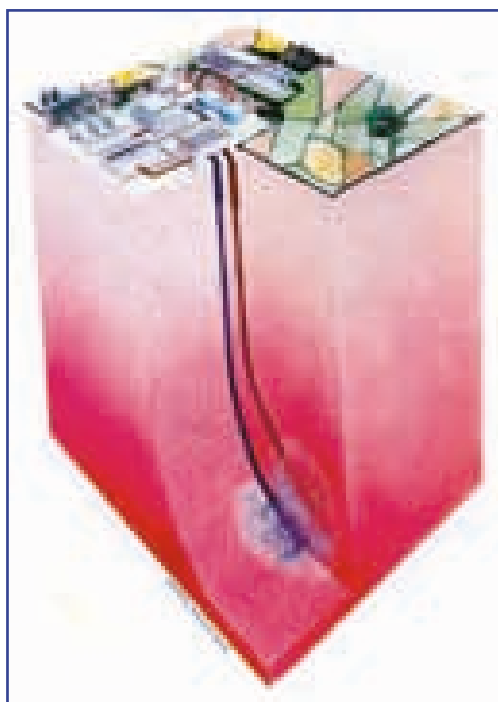


Figura 7. Esquema de un yacimiento de roca caliente seca.

La localización de áreas donde se localicen zonas favorables, así como el desarrollo de las técnicas y tecnologías precisas para su aprovechamiento, son prioridades actuales en los países europeos.

6. PERSPECTIVAS PARA LA GEOTERMIA EN ESPAÑA

6.1. Recursos de muy baja temperatura

Como anteriormente se ha señalado, es más que previsible el crecimiento del número de aprovechamientos geotérmicos de muy baja temperatura en los próximos años, en consonancia con lo ocurrido en países próximos.

Aspectos que aún plantean alguna duda en cuanto a las curvas de crecimiento de este sector se derivan de la consideración de su carácter renovable o de su apreciación como almacenamiento y ahorro energético.

De lo que no cabe duda es de su gran potencial y la importante capacidad que posee para la climatización de edificios y locales, lo que permitirá disminuir la carga eléctrica debida al uso del aire acondicionado.

6.2. Recursos geotérmicos convencionales

Varios proyectos que fueron relegados hace años se plantean en la actualidad con suficientes garantías de ser llevados a la práctica.

Los precios de la energía y las perspectivas del sector energético en general permiten afrontar el futuro de estas iniciativas con elevadas probabilidades de éxito planteando nuevos esquemas de financiación y estructuras empresariales adecuadas.

La posibilidad de aprovechar yacimientos de media-alta entalpía en los que se apreciaba una permeabilidad baja, utilizando la tecnología desarrollada para los sistemas geotérmicos estimulados, ofrece una nueva perspectiva para la producción de electricidad a partir de los recursos geotérmicos, sin descartar la posibilidad de uso combinado electricidad-calor.

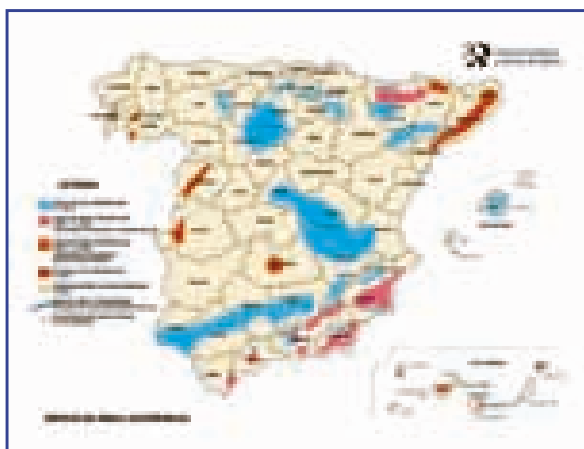


Figura 8. Síntesis de áreas geotérmicas en España.

La cuantificación del potencial de cada una de las zonas reconocidas en las investigaciones realizadas en años anteriores (Figura 8) permitirá evaluar con detalle el potencial geotérmico español con la precisión que actualmente se requiere.

6.3. Sistemas geotérmicos estimulados

La situación geológica de España en cuanto a las posibilidades de existencia de yacimientos profundos de baja o nula permeabilidad en zonas tectónicamente anómalas con elevados flujos de calor ofrece un panorama más que favorable para la localización precisa de estas estructuras, utilizando criterios y técnicas de investigación diferentes a los que hasta la fecha se habían utilizado y en zonas en principio diferentes a las de alto potencial de existencia de recursos geotérmicos convencionales.

Algunos proyectos preliminares de búsqueda de estas zonas favorables ya se han iniciado en varias zonas del territorio peninsular. Los estudios básicos se completarán con prospecciones geofísicas de detalle y, en su caso, sondeos que permitirán valorar finalmente el potencial de este tipo de recursos.

LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

D. Javier Anta Fernández
Asociación de la Industria Solar Fotovoltaica (ASIF)

1. ¿QUÉ ES LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA?

La energía solar fotovoltaica consiste en la transformación directa de la energía solar en energía eléctrica, sin que aparentemente haya movimiento, sin que se produzcan emisiones, sin ruido (véase Figura 1).

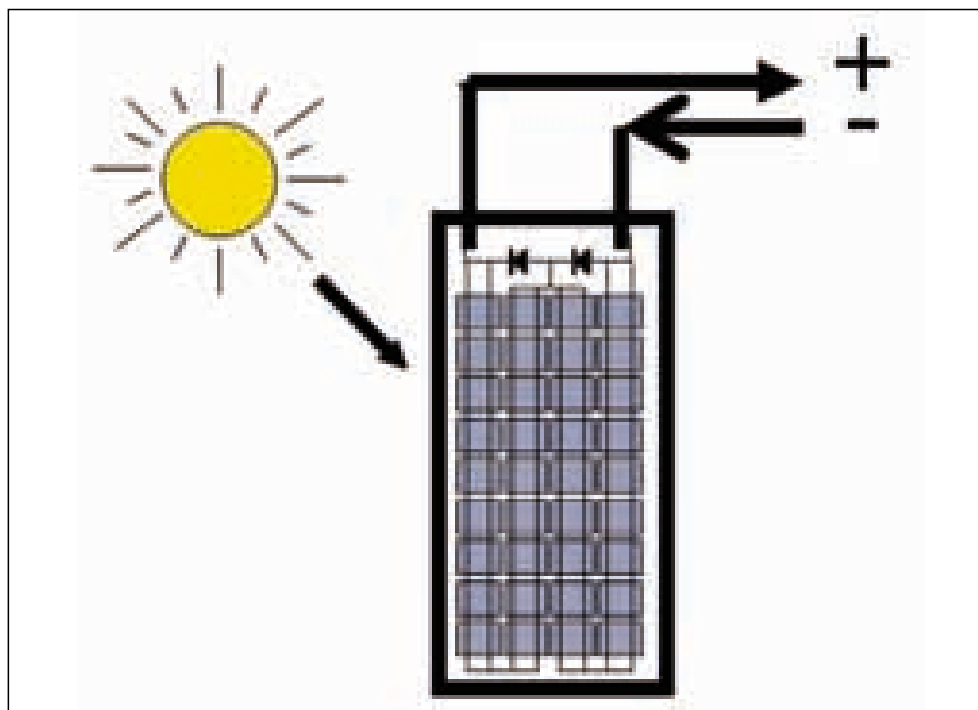


Figura 1. Conversión fotovoltaica.

El efecto fotovoltaico fue descubierto por Edmond Becquerel en 1839: cuando trabajaba en el laboratorio de su padre con dos electrodos me-

tálicos en una solución conductora, observó que la generación eléctrica aumentaba con la luz.

Sin embargo, la explicación y comienzo de la aplicación de esta energía se produce en el siglo XX, con el desarrollo de la mecánica cuántica y de la tecnología de semiconductores.

En el año 1904, Albert Einstein publica un trabajo que explica el efecto fotovoltaico y recibe el premio Nobel del año 1921 por esta investigación.

En el año 1954, investigadores de los Laboratorios Bell en EE.UU. publican el artículo «A New Silicon p-n junction Photocell for converting Solar Radiation into Electrical Power», con lo que se considera que descubren y producen la primera célula de silicio, con 4,5% de rendimiento.

En 1955 se pide a la industria americana el encargo de producir los primeros generadores fotovoltaicos para los satélites espaciales. En 1958 se lanza el primer satélite con energía fotovoltaica, el *Vanguard I*, con un panel de aproximadamente 100 cm² y una potencia de 0,1 W para alimentar un transmisor de respaldo de 5 mW.

En 1963 se consigue una forma práctica de producir módulos de silicio cristalino; se instala un sistema de 242 W en un faro, la instalación fotovoltaica más grande en aquellos tiempos.

En el año 1977 se producía un total de 0,5 MW de paneles fotovoltaicos para aplicaciones terrestres. En 1982 se produjeron 10 MW y en el año 2002, más de 500 MW. En el año 2004, más de 1.000 MW, en el 2007, más de 2.000 MW.

Los costes de estos generadores fotovoltaicos se están reduciendo drásticamente, pasando de 3.000 euros/W iniciales a los menos de 3 euros/W en la actualidad.

El efecto fotovoltaico hace que la energía solar se transforme dentro de un semiconductor en energía eléctrica, al ser liberados por la radiación solar los electrones de la última capa de los átomos del semiconductor, generalmente el silicio. Esta liberación se produce porque la energía necesaria para desprender esos electrones de sus átomos es precisamente la de muchos de los fotones de la radiación solar.

Para evitar que los electrones liberados vuelvan a recombinarse atómicamente, se crea un campo eléctrico permanente dentro del semiconductor.

Este campo eléctrico interno hace que las cargas eléctricas creadas, electrones y huecos, vayan a las superficies externas.

Para poder recoger estas cargas eléctricas, se colocan mallas metálicas colectoras superficiales.



Figura 2. Células fotovoltaicas.

Este dispositivo así creado es la célula fotovoltaica (véase Figura 2).

Una sola célula no proporciona suficiente tensión y potencia para las aplicaciones usuales. Para tener más potencia y tensión eléctrica es necesario unir varias células en serie.

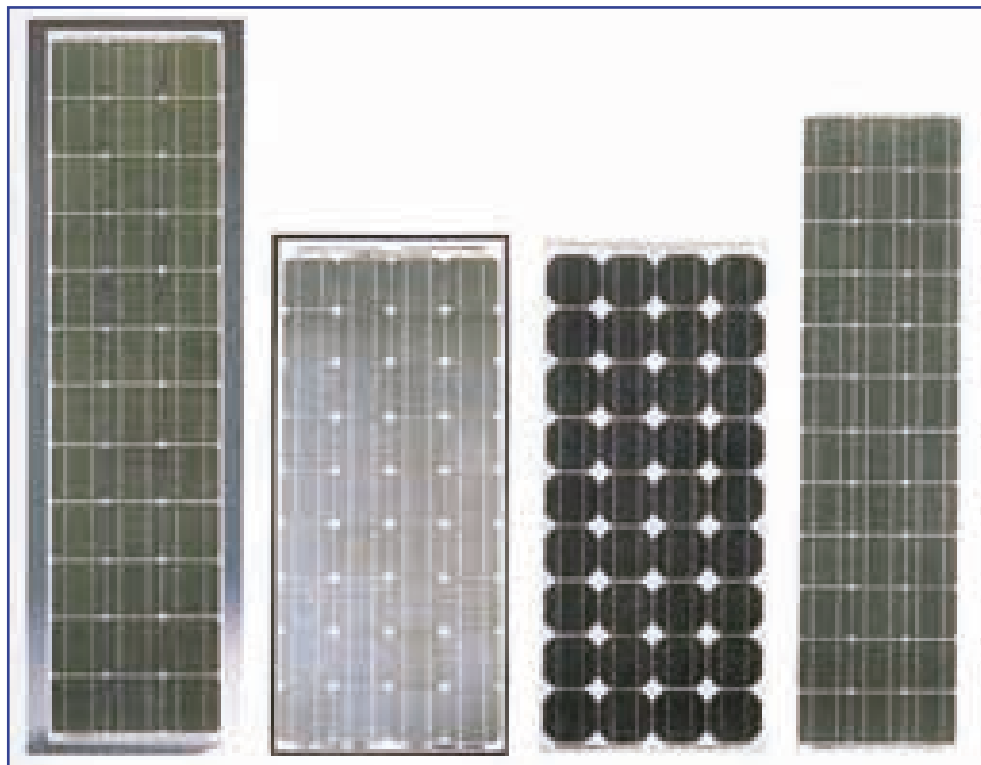


Figura 3. Paneles fotovoltaicos.

Las células son frágiles y pueden sufrir oxidaciones y degradaciones en contacto con el aire; por ello se deben encapsular en plásticos transparentes y vidrio, para obtener rigidez y aumentar su resistencia contra los elementos atmosféricos y proteger el conjunto con cristal.

El conjunto de células fotovoltaicas interconectadas y así encapsuladas, a las que se les añade un marco metálico para el montaje y una caja para facilitar la conexión eléctrica con el circuito exterior, constituye un panel o módulo fotovoltaico, que es, en la práctica, la unidad básica de generación de un sistema fotovoltaico (véase Figura 3).

La tecnología de silicio cristalino, dominante como fuente de energía solar fotovoltaica durante las primeras décadas de su desarrollo, tiene grandes posibilidades de mejoras tecnológicas y de costes, propiciadas por las economías de escala que se están produciendo gracias al apoyo de la sociedad y por las ayudas de las administraciones públicas a esta nueva tecnología.

Otras posibilidades de mejora vienen dadas por la concentración solar y las tecnologías de capa delgada de diversa constitución, tecnologías muchas de ellas en fase productiva, y todas ellas con un gran potencial de reducción de costes.

Se está analizando el efecto fotovoltaico en nuevos campos, tales como la nanocristalografía, la fototérmica, la fotosíntesis, etc. Estos trabajos, en estado conceptual ahora, abrirán futuros campos de investigación que pueden traer nuevas y revolucionarias tecnologías de producción fotovoltaica.

2. LA INSTALACIÓN DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía solar fotovoltaica (FV) ofrece actualmente a la sociedad beneficiarse de las características de una energía renovable de generación limpia en el mismo punto donde se necesita, integrada en el contexto donde se instala, modular, fácil de diseñar, acopiar y montar y que, en adición, crea empleo cualificado a un ritmo alto por MW de potencia instalado.

Las ventajas que comporta su propia naturaleza la hacen, en principio, muy atractiva. Una de ellas es porque el combustible son los rayos solares, disponibles sin limitación, durante los próximos 5.000 millones de años.

La generación fotovoltaica (FV) la realizan los módulos (paneles) solares fotovoltaicos, exponiendo la superficie del módulo al Sol. El módulo genera electricidad en corriente continua, generalmente, a 12 V.

La potencia y tensión generada por un módulo fotovoltaico no es suficiente para alcanzar valores convenientes para muchas aplicaciones, por ejemplo para la conexión a red, por lo que, aprovechando la característica totalmente modular de esta forma de generación, se utilizan conjuntos de módulos conectados en serie y paralelo, para alcanzar los valores que se necesiten de potencia y de tensión de salida.

Cuando se necesita corriente alterna en las aplicaciones, los inversores son necesarios para convertir la corriente continua generada en corriente alterna de unas características de tensión y frecuencia coherentes con la carga, por ejemplo en los generadores conectados a red, con las características de la misma.

Una instalación conectada a red, en adición a módulos e inversor, se completa con protecciones, aparatos de medición, cableado, material de sujeción mecánica y material vario.



Figura 4. *Instalación conectada a la red.*

La potencia de las instalaciones conectadas se da en W, según la potencia del inversor.

En el caso de que la instalación solar fotovoltaica no se conecte a la red, se deberá disponer de un dispositivo de almacenaje de energía, ya que no siempre cuando llega la radiación solar es cuando se necesita la energía eléctrica. Este equipo de almacenamiento es generalmente una batería o, en el caso de los sistemas de bombeo, un depósito elevado, almacenándose la energía, en este caso, como energía potencial.

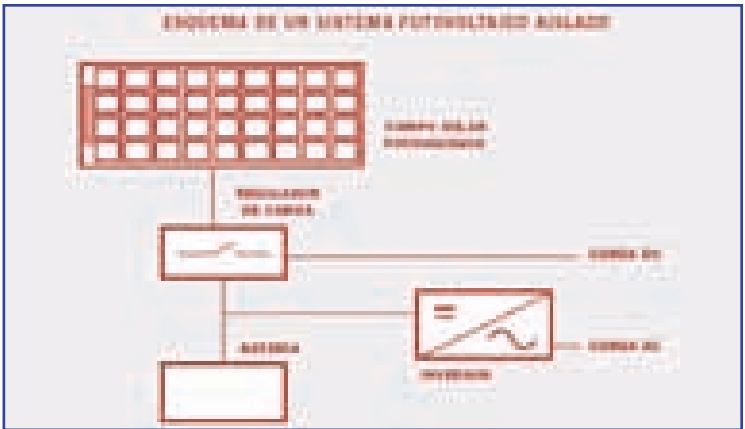


Figura 5. *Instalación aislada de red.*

La potencia de las instalaciones fotovoltaicas aisladas se da en W nominales, que corresponden a la potencia que dan los módulos a 25 °C de temperatura y bajo condiciones de insolación de 1000 W/m² (insolación aproximada de un día soleado de verano al mediodía), con un espectro solar AM 1.5. La potencia nominal del módulo corresponde pues, aproximadamente, a la potencia máxima que puede generar.

Existen los siguientes rangos de potencia representativos de los distintos tipos de instalaciones de generación fotovoltaica:

- Instalaciones pequeñas de hasta 20 kW. Son aplicaciones rurales aisladas por ser una solución limpia y muchas veces económica (véase Foto 1), o aplicaciones conectadas a red sobre tejados, azoteas de casas hechas por particulares en zonas de su propiedad o influencia. También se encuentran instalaciones con paneles integrados diseñadas por arquitectos innovadores y realizadas por empresas o corporaciones públicas y privadas que desean incorporar energía fotovoltaica en sus edificios o construcciones emblemáticas como valor añadido (véase Foto 2).



Foto 1. *Instalación fotovoltaica aislada.*

- Instalaciones medianas en tejados con rango entre 20 kW y 2 MW. Son generadores conectados a red en tejados de edificios comerciales, plantas o naves industriales (véase Foto 3).
- Instalaciones en suelo con rango hasta 10 MW. Son generalmente instalaciones conectadas a red, de superficies sobre suelo extensas, promovidas generalmente por empresas o consorcios de empresas; estas empresas desean conseguir cierto rendimiento económico con una componente de generación verde (véase Foto 4).



Foto 2. *Instalación fotovoltaica integrada.*



Foto 3. *Instalación fotovoltaica en tejado.*



Foto 4. *Instalación fotovoltaica en suelo.*



Foto 5. *Agrupación de instalaciones fotovoltaicas.*

- Agrupación de instalaciones. Se están presentando instalaciones individuales de distintos propietarios agrupadas en un mismo punto, lo cual da lugar a que las personas físicas o jurídicas que poseen cada una de las instalaciones tengan las ventajas y sinergias de una instalación grande. De esta forma se están presentando instalaciones de megavatios (a base de varias de 5 kW o 100 kW) (véase Foto 5).

La instalación solar fotovoltaica empieza a generar en cuanto recibe radiación solar al amanecer.

El inversor eléctrico de las instalaciones conectadas a red empieza a inyectar corriente cuando se alcanza un mínimo de potencia de generación. Este valor, dependiendo del inversor, suele ser el correspondiente a una radiación entre 40 y 100 W/m². Igualmente, el inversor se desconecta al anochecer, cuando la potencia proveniente del generador solar adquiere valores muy bajos.

Estos bajos valores aseguran que exista, en mayor o menor medida, dependiendo de la radiación solar, una inyección eléctrica a red en prácticamente todas las horas con iluminación natural.

A una energía solar (irradiación) correspondiente a una potencia (irradiancia) de 1.000 W/m² durante una hora se le denomina hora pico (hp). Así, por ejemplo, un lugar que durante 12 horas hubiera recibido un total de energía solar (irradiación) de 3.000 W/m² es como si hubiera tenido sólo 3 horas con una radiación de 1.000 W/m², es decir, una irradiación de 3 horas pico (hp). La unidad de hp como unidad de irradiación va perdiendo uso, pero se sigue empleando al ser muy gráfica, porque la energía que da un panel resulta de multiplicar simplemente su potencia nominal por la irradiación incidente medida en horas (pico).

Se considera 1.500 hp como el valor anual medio de irradiación en España.

Este número de horas corresponde a la radiación solar sobre un plano horizontal; por tanto, son las horas aplicables a los módulos fotovoltaicos instalados horizontalmente.

Como los módulos se suelen inclinar para obtener el máximo de radiación, es razonable considerar en cálculos 1.700 horas de media de irradiación sobre superficie de módulo inclinado, pero sobre este valor deben aplicarse la tolerancia y los rendimientos del sistema, por lo que, a efectos prácticos y como media en España, se toman del orden de 1.200 hp al año para los cálculos de potencia eléctrica generada, cuando la estructura de fijación de los paneles es fija (existen estructuras que siguen el movimiento del sol para captar mayor radiación diaria, son los paneles con seguidores).

Así pues, una instalación con 100 kW de paneles sobre estructura fija dará al año como media:

$$100 \text{ kWp} \times 1.200 \text{ hp} = 120.000 \text{ kWh} = 120 \text{ MWh}$$

En el sur de España, el cálculo se podría hacer con valores medios de 1.400 hp y en el norte con 1.100 hp.

El coste de producir electricidad con esta tecnología debe reducirse, progresivamente, para alcanzar el nivel que le permita ser una opción competitiva energética más. Y para ello es tan posible como imprescindible que reciba el necesario apoyo institucional que fomente el crecimiento de su aplicación, que recorra su curva de experiencia que le permita desarrollarse hasta alcanzar su «masa crítica».

Todas las nuevas tecnologías, la aviación, la televisión, los teléfonos móviles, y particularmente la energía, han pasado por tres fases, la de la idea (fase de madurez conceptual), la conversión de la idea en un producto comercial (fase de madurez técnica) y la de convertir ese producto en algo asequible a la mayoría de la sociedad que lo demanda, mediante un crecimiento continuo y sostenido de su aplicación (la fase de madurez económica). Las economías de escala y las mejoras en las técnicas de producción, junto con una investigación que tenga el aliciente de un mercado creciente, son la mejor fórmula de progreso rápido en esa tercera fase, que es en la que se encuentra la tecnología solar fotovoltaica, técnicamente madura y que ha reducido en un 75% sus costes en los últimos veinte años.

3. LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA

España está realizando importantes esfuerzos en los últimos años que la han colocado a nivel de estos mercados líderes, siendo el esfuerzo de la sociedad española significativo. Por otro lado, España es un país dentro del grupo de países europeos privilegiado en cuanto a insolación se refiere. Esta circunstancia hace que en España la energía solar fotovoltaica resulte más rentable. Las diferencias de insolaciones medias entre España y países de Centroeuropa son del orden del 50%, llegándose comparativamente entre regiones soleadas de España y algunas regiones del centro de Europa al 100% de diferencia. Esto hace que regiones en España, como por ejemplo Galicia o el País Vasco, que popularmente se creen poco adecuadas para la energía solar, reciban más radiación solar que la media en Alemania, país con el mayor mercado mundial.

La industria en España está alcanzando un apreciable grado de madurez, sobre la que se están basando importantes estrategias empresariales de mejora y expansión que abarcan toda la geografía nacional, según se indica en la Figura 6.



Figura 6. Industria fotovoltaica española.

España tiene, pues, una posición geográfica y una posición industrial que le posibilitan ser uno de los motores del desarrollo de esta nueva tecnología.

4. ALGUNOS DATOS SOBRE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA

El Plan de Energías Renovables (PER) lo aprobó el Consejo de Ministros en agosto de 2005, y cubre el periodo 2005-2010, como revisión y continuación del Plan de Fomento de las Energías Renovables (PFER) de 1999. Estos planes han plasmado el compromiso de los gobiernos españoles con el aprovechamiento energético de los recursos renovables.

El objetivo que el PER fija, en concreto, para el sector de la energía solar fotovoltaica es el de tener 400 MW instalados a finales de 2010, que se ha sobrepasado con creces, puesto que el desarrollo de esta energía en España ha presentado una progresión constante y de forma notable desde la aprobación del Real Decreto 436/2004, reforzándose el crecimiento con la aprobación del Real Decreto 661/2007, lo que ha hecho que antes de finales del año 2007 se alcanzaran los objetivos que tenía esta tecnología para finales del año 2010.

Se puede ver en la Figura 7 que el ritmo de instalaciones de los últimos años ha experimentado un súbito e importante crecimiento.

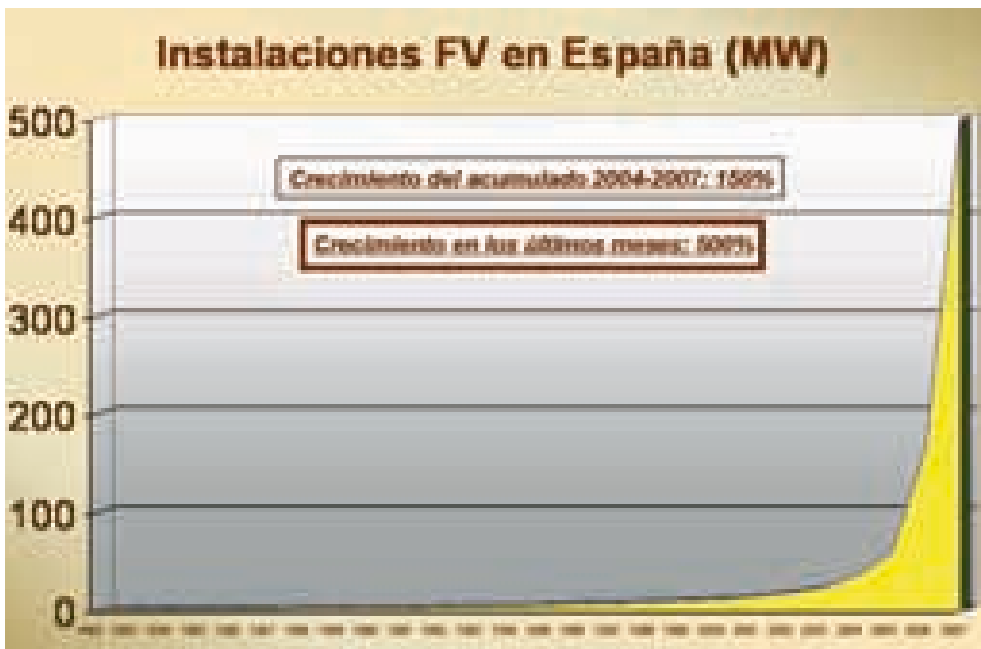


Figura 7. Mercado fotovoltaico en España.

Este crecimiento ha permitido alcanzar porcentajes apreciables de generación eléctrica fotovoltaica en España, ya que la media se situará a finales del año 2008 en un 0,4%, y en algunas comunidades autónomas la electricidad fotovoltaica será responsable de más de un 1% de toda la electricidad que se consuma en esas comunidades.

Sin embargo, ese súbito crecimiento, que ha conllevado significativas cantidades de instalaciones todavía con tarifas altas, está siendo frenado por la legislación actual de finales del año 2008 (Real Decreto 1578/2008), para minimizar el impacto que tiene su apoyo en la tarifa eléctrica. Esta legislación pretende que el crecimiento sea sostenible. El ajuste está siendo dramático para el sector industrial fotovoltaico español, al que se le pide que se adapte a los nuevos y más bajos volúmenes anuales de instalaciones con tarifas reducidas drásticas.

Es de esperar que el sector supere los actuales momentos de transición, para que España siga siendo una de las potencias industriales líderes y uno de los mercados de referencia mundial.

BIBLIOGRAFÍA

- ASOCIACIÓN DE LA INDUSTRIA FOTOVOLTAICA (2008): «Hacia un suministro sostenible de electricidad». http://www.asif.org/files/ASIF_Informe_2008_E3.pdf
- ARTHUR D. LITTLE (2007): «Informe para la Asociación de la Industria Fotovoltaica y APPA». http://www.asif.org/files/INFORME_ADL_%20ASIF_APPA_FINAL_2007.pdf
- GREENPEACE (2007): «Renovables 2050. Informe sobre el potencial de las Energías Renovables en la España peninsular». Greenpeace. <http://www.greenpeace.org/raw/content/espana/reports/renovables-2050.pdf>
- MIGUEL ÁNGEL ABELLA (2005): «Sistemas fotovoltaicos». Ed. SAPT Publicaciones Técnicas.
- PLATAFORMA TECNOLÓGICA FOTOVOLTAICA (2007): «Visión de la Tecnológica FV en España». <http://www.ptfv.org/ptfv-fichacontenido.php?idc=36>.
- REAL DECRETO 1578/2008, DE 26 DE SEPTIEMBRE. BOE del 27 de septiembre de 2008. <http://www.boe.es/boe/dias/2008/09/27/pdfs/A39117-39125.pdf>

D. Francisco Puente-Salve
ESCAN, S.A.

1. LA BIOMASA COMERCIAL

La biomasa es una fuente primaria de energía que tiene una gran diversidad de aplicaciones finales, aunque en la actualidad solamente algunas de estas pueden considerarse en una fase de desarrollo avanzada para su utilización comercial.

La biomasa para combustión directa, bien para producir calor o para generar energía eléctrica tiene un grado diferente de desarrollo según sus aplicaciones.



Foto 1. Biomasa astillada para combustión directa.

Mientras la generación de energía eléctrica precisa de condiciones favorables para ofrecer una clara rentabilidad, el funcionamiento y economía de los sistemas para producción de calor y agua caliente sanitaria están totalmente demostrados desde hace décadas.

Aunque existe una gran variedad de combustibles biomásicos, los tipos de biomasa más empleados para sistemas de calefacción son: leña, as-

tillas, pellets, briquetas y los residuos agroindustriales, como los huesos de aceituna, cáscaras de frutos secos (almendra, piña, etc.), poda de vid, de olivo, etc.

Algunas de las principales propiedades de estos biocombustibles se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 1. Propiedades de los combustibles biomásicos

	PCI _{seco} (MJ/kg)	Humedad (% b.h.)	Uso	Precio (€/t)
Leña	14,4-16,2	20-60	Doméstico	90-120
Astillas	14,4-16,2	20-60	Doméstico Residencial Industrial	36-80
Pellets	18-19,5	< 12	Doméstico Residencial	150-300
Briquetas	18-19,5	< 12	Doméstico	150-300
Hueso de aceituna	18	12-20	Doméstico Residencial Industrial	60
Cáscara de frutos secos	16,7	8-15	Doméstico Residencial Industrial	60
Poda de olivar	17,2	20-60	Doméstico Residencial Industrial	36-50
Poda de vid	16,7	20-60	Doméstico Residencial Industrial	36-60

2. CALDERAS DE BIOMASA

La tecnología de las calderas de biomasa ha hecho importantes progresos en la última década. Las emisiones de CO₂ han disminuido desde valores del rango de 5.000 mg/m³ hasta valores de 50 mg/m³ y los rendimientos han alcanzado valores entre un 85% y un 92%, es decir, del mismo orden que los que presentan las calderas de gasóleo o de gas.

- La tecnología actual permite:
- Arranque automático y regulación en función de la demanda.
 - Actuación por control remoto para la solución de incidentes y supervisión.

- Adaptación a cualquier sistema de gestión.
- Limpieza automática de las superficies de intercambio.
- Extracción automática de cenizas.

A continuación se describen las principales tecnologías que se comercializan en función del tipo de cámara de combustión.

2.1. Calderas con alimentador inferior

Estas calderas disponen de un sistema de alimentación por afloramiento en la zona inferior, y presentan buen rendimiento con biomasa de alta calidad, es decir, poco húmedas y con bajo contenido de cenizas, como pueden ser las astillas secas, los pellets y algunos residuos agroindustriales.

2.2. Calderas con parrilla móvil

Este sistema se aplica en calderas de mayor tamaño, que permiten utilizar biomasa de calidad inferior y composición variable, con mayor contenido en humedad y cenizas.

Este diseño se utiliza generalmente en calderas con una potencia superior a 150 kW, que normalmente utilizan como combustible astillas, corte, residuos agrícolas e, incluso, mezclas de composiciones variables.

2.3. Calderas con parrilla en cascada

Las calderas con sistema de combustión en cascada disponen de varias etapas sucesivas para la combustión de la biomasa, y tienen una parrilla de configuración similar a una escalera, que favorece la eficiencia y la reducción de los inquemados.

Este sistema se utiliza en calderas de tamaño medio, con combustibles de calidad media y alta, como pueden ser los residuos de almazara o los pellets.

2.4. Calderas de carbón o gasóleo adaptadas a biomasa

Cabe la posibilidad de adaptar una caldera de carbón o gasóleo existente a su uso con biomasa, mediante la incorporación de una parrilla o quemador. Este cambio, que permite variar de forma aparentemente sencilla el combustible, puede presentar algunos inconvenientes en el sistema de limpieza y eficiencia de la caldera, que deben acondicionarse convenientemente antes de realizar el cambio. En la Comunidad de Madrid se han adaptado numerosas calderas de carbón a la biomasa automática, por su mejor eficiencia, limpieza y disponibilidad del combustible a un precio competitivo.

3. INSTALACIONES DE CALEFACCIÓN CON BIOMASA

Los sistemas de calefacción con biomasa presentan tecnologías y estructuras de alimentación de combustible distintas en función del tamaño de la instalación o del número de usuarios a los que hay que suministrar calor. Es importante a la hora de planificar una instalación conocer las opciones de suministro y biomasa disponibles, así como las tecnologías disponibles y distribuidores autorizados con formación en instalación de calderas con biomasa. Algunas referencias pueden encontrarse en la web del IDAE (www.idae.es) o en la web de Propellets España (www.propellets.es).

3.1. Generación de calor mediante plantas de *district heating* (sistemas de calefacción distribuida o de distrito)

Las plantas tipo *district heating* (calefacción distribuida) tienen como objetivo suministrar energía térmica a un número elevado de usuarios, presentando normalmente una potencia instalada superior a 500 kW, con valores normales entre 600 y 2.500 kW. Estos sistemas se utilizan para dar calefacción y agua caliente sanitaria a varios edificios y viviendas unifamiliares, a un barrio e, incluso, a poblaciones completas.



Foto 2. Caldera de biomasa para *district heating* (850 kW).

Su origen histórico se debe al aprovechamiento del calor residual generado en industrias y plantas de generación de energía eléctrica

(cogeneración) situadas en el entorno de poblaciones o en el interior de estas, con necesidades de calefacción muy altas. En Europa se han desarrollado sistemas de este tipo en países del centro y norte principalmente.

Posteriormente, la estructura se ha adaptado a nuevos combustibles con un precio bajo, como es el caso de la biomasa, donde el calor generado se distribuye a un entorno cercano, disminuyendo las pérdidas.

La biomasa utilizada para estos sistemas proviene principalmente de aprovechamientos forestales o agroindustriales, aunque también existen proyectos demostrativos con residuos agrícolas.

En España existen diversas instalaciones de *district heating*, como por ejemplo Cuéllar (Segovia), que cuenta con 4,5 millones de kcal/h, Molins de Rei (Barcelona), con 2,3 millones kcal/h, o la instalación de la ciudad de Oviedo, con 4,6 millones de kcal/h. En todos los casos se suministra calefacción y ACS a varios miles de usuarios, bien en comunidades de vecinos o en edificios públicos.

La estructura de un sistema *district heating* con biomasa puede dividirse en tres partes diferenciadas:

- Suministro de la biomasa.
- Planta de generación de energía.
- Red de distribución y suministro de calefacción a los usuarios.

El *suministro de la biomasa* normalmente se realiza por uno o varios proveedores, independientes o no de la planta, que son responsables de entregar el combustible en las condiciones adecuadas.

No obstante, normalmente tienen algún vínculo con esta (por ejemplo participar en su accionariado), que permite asegurar el suministro del combustible por un periodo largo de tiempo, suficiente para amortizar la inversión.

También en ocasiones, la biomasa proviene de montes municipales, participando además el ayuntamiento en la planta de generación. De este modo, la administración pública local supervisa el correcto funcionamiento del sistema.

El proveedor normalmente entrega la biomasa preparada para alimentar a la caldera. Si la tecnología utilizada lo permite, se entrega en fardos o a granel, sin un tratamiento previo, abaratando así los costes del combustible.

Por lo general, el sistema de control de la central de generación tiene un funcionamiento más estable si la biomasa alimentada tiene un tamaño menor (astillas, corteza, pellet, etc.). Esto facilita la mayor homogenización de la materia prima y una alimentación constante.



Foto 3. Nave para almacenamiento de astillas.

La *planta de generación de energía* tiene como equipo principal la caldera y sus elementos auxiliares. Estas calderas son las de mayor tamaño, considerando exclusivamente las calderas para generación de calor en edificios y viviendas. Normalmente, la caldera es de parrilla (fija, móvil o en cascada) por ser una tecnología sencilla en su instalación, así como en operación y mantenimiento.

Por lo general, la producción y distribución de calor la realiza una empresa especializada, que es, además, la encargada de contabilizar la cantidad de biomasa entregada en el almacenamiento y la energía suministrada a los usuarios.

En cuanto al personal dedicado a su gestión, excluyendo las labores de mantenimiento (una vez al año en temporada de verano), puede reducirse a una o dos personas, que realizan principalmente labores de supervisión y coordinación.



Foto 4. Caldera de parrilla abierta (1.500 kW).

El calor se *distribuye* mediante un sistema de conductos soterrados, que permiten conducir el agua caliente varios cientos de metros e, incluso, algunos kilómetros. En países como Austria o Finlandia las redes de este tipo de gran tamaño suelen alcanzar decenas de kilómetros, lo que puede indicar su viabilidad económica incluso en medias distancias.

El calor generado en la caldera circula por el circuito primario intercambiando calor con los circuitos secundarios situados en las edificaciones o viviendas de los usuarios, aportando calefacción y agua caliente sanitaria.

Los intercambiadores (normalmente de placas) pueden estar ubicados en la propia planta, si los receptores están lo suficientemente cerca, o bien se sitúan en la acometida de los usuarios.

El control de la energía consumida se realiza mediante un contador de energía situado en el intercambiador.



Foto 5. *Intercambiador de placas.*

Además, las temperaturas del agua en cada zona del edificio o vivienda se monitorizan para optimizar el uso de la energía, y el sistema de control regula el suministro de todos los usuarios, permitiendo tener la información en tiempo real. Esta supervisión permite detectar posibles fugas en la distribución o fallos en la instrumentación.

3.2. Sistemas de calefacción con calderas de tamaño medio (50 - 500 kW)

Las calderas de tamaño medio están diseñadas para suministrar calefacción y ACS a un edificio, que puede ser de viviendas, oficinas, hotel, etc. La calefacción y ACS se producen en unas condiciones similares de confort y seguridad a las calderas de gasóleo o gas natural.



Foto 6. Edificios de viviendas con caldera de biomasa para calefacción.

Estos sistemas intermedios, al igual que las calderas de mayor tamaño expuestas anteriormente, también se utilizan para dar calefacción a industrias (por ejemplo, aserraderos, fábricas de productos cerámicos, etc.) e instalaciones agrícolas, como invernaderos o granjas.

Los nuevos combustibles de la biomasa densificados, principalmente los pellets, permiten aumentar las posibilidades de las calderas a prácticamente cualquier aplicación.

Las instalaciones que incluyen calderas de biomasa de tamaño medio son más sencillas en su gestión, aunque es preciso contar con una empresa especializada en su instalación, operación y mantenimiento.

La tecnología empleada es normalmente la parrilla (fija o en cascada) o la alimentación inferior, que permite obtener rendimientos altos (superiores al 85%) con un mantenimiento bajo.

Estas calderas utilizan distintos combustibles:

- Subproductos madereros (astillas y trozos de madera).
- Biomasa densificada (pellets).
- Residuos agrícolas (huesos de aceituna, cáscaras de almendra, trozos de piña, etc.).



Foto 7. Calderas de biomasa de tamaño medio (450 kW cada una).

Uno de los aspectos a tener en cuenta para una instalación de este tipo es el almacenamiento de combustible. Al igual que en un sistema de gasóleo, es preciso disponer de un sistema de almacenamiento y alimentación del combustible situado en un lugar cercano a la caldera.

El sistema de almacenamiento utilizado normalmente es de tipo silo, si este se encuentra en el interior de la edificación, aunque también pueden situarse en un habitáculo situado en el exterior, que hace la función de depósito.

Estos sistemas de calefacción precisan también de un suministrador de biomasa que entregue el combustible de forma periódica. El almacenamiento debe tener espacio suficiente para almacenar, al menos, el combustible necesario para una o dos semanas.

Los beneficios de estos sistemas en la edificación son varios, entre ellos el menor precio de la energía entregada (de un 50% a un 100%), la reducción de los ruidos y la mejora del medio ambiente local.

Su instalación es altamente recomendable en edificaciones con alto consumo de calefacción y ACS, como son los edificios de viviendas, hoteles, etc., donde su rentabilidad es alta.

3.3. Calderas para viviendas unifamiliares (hasta 40 kW)

Para cubrir las necesidades de calefacción y agua caliente sanitaria de viviendas unifamiliares o edificios de tamaño pequeño pueden utilizarse calderas de hasta 40 kW.

Existen en el mercado calderas de 10, 15, 20, 25, 30, 35 y 40 kW, por lo que pueden adaptarse a cualquier usuario.



Foto 8. *Caldera para vivienda unifamiliar (25 kW).*

Estas calderas pueden ser utilizadas como sistema de calefacción normal, con radiadores, suelo radiante, sistemas de aire caliente, etc., y para la producción de agua caliente.

Además de las calderas, pueden instalarse las estufas de biomasa, normalmente de pellets, y de potencias entre 8 y 25 kW. La diferencia reside en que las estufas proporcionan calor directo en el lugar donde se instalan (no necesitan radiadores) y se utilizan como elemento decorativo del hogar.

El coste de instalación de una estufa suele ser algo menor, ya que no suele precisar almacén de combustible, el cual se introduce manualmente en la tolva destinada a tal fin.



Foto 9. Estufa de pellets.

Las calderas de pequeño tamaño se alimentan principalmente de astillas o pellets, ya que la alimentación y las dimensiones de la máquina precisan de un ajuste más preciso.

La alimentación en este caso puede ser tanto manual, introduciendo directamente el biocombustible en la tolva que integra la caldera en su parte superior, como automática, utilizando un sistema similar al de las calderas de mayor tamaño.

Además de tolvas o almacenamientos de tipo silo, existen algunas novedades en el sector de sumo interés, como los silos flexibles de polipropileno, de instalación más sencilla y coste menor. Estos silos se alimentan por su parte superior y descargan por la inferior, mediante un sistema neumático, directamente al tolván de alimentación de caldera.



Foto 10. Silos de polipropileno para pellets
(capacidad de 2 a 5 toneladas).

4. CALDERAS AUTOMÁTICAS ALIMENTADAS CON PELLETS

En el apartado anterior se han destacado las ventajas de utilizar la biomasa densificada (pellets) como combustible. La tecnología para su aprovechamiento está actualmente muy desarrollada y la calefacción mediante pellets resulta una opción atractiva y rentable.

Debido a la homogeneidad del pellet como combustible, su grado de compactación y su elevado poder calorífico, las calderas diseñadas específicamente para este biocombustible son más compactas y eficientes que el resto de las calderas de biomasa.



Foto 11. Caldera automática de pellets.

4.1. Aspectos generales

Las calderas de pellets se presentan en distintas tecnologías, tamaños y grados de automatización dependiendo principalmente de su uso final. En este apartado se presentan los principales aspectos generales que afectan a todas ellas.

Selección de la caldera

En el proceso de selección de una caldera de pellets deben considerarse las siguientes características, que van a repercutir en su uso habitual:

- Fiabilidad del sistema, es decir, que la tecnología ha superado la fase de demostración.
- Rendimiento de la combustión, que debe ser alto para reducir los consumos y mejorar la eficiencia.
- Emisiones de gases y partículas dentro de la normativa vigente.
- Sistema de control y regulación de la caldera de funcionamiento sencillo.
- Automatización de los sistemas de limpieza o, en su defecto, escasa necesidad de la misma.
- Fácil operación y mantenimiento, y posibilidad de contacto con empresas de servicios que cubran estos aspectos.
- Garantía en el suministro de pellets, o asesoramiento para su adquisición en el corto y medio plazo.

Almacenamiento de combustible y sistema de alimentación

Existen distintas posibilidades de almacenamiento de los pellets. La elección del sistema y el volumen de almacenamiento depende de varios factores: características de los sistemas de distribución y suministro de biomasa, necesidad anual de pellets, espacio disponible para caldera y almacén, etc.

Las calderas más pequeñas (hasta 60 kW), debido a su menor consumo, pueden disponer de un almacenamiento propio tipo tolva en la parte superior o en el lateral de la propia caldera, con pellets para varios días.

Para calderas de pellets de cualquier tamaño, existen diversas posibilidades de almacenamiento. Una forma habitual es almacén en silo, bien en superficie o subterráneo, desde donde el combustible es transportado hasta la caldera por un tornillo sinfín. Este tipo de almacén tiene la ventaja de poder utilizar habitáculos disponibles y adaptarlos de forma sencilla a almacén de pellets.



Foto 12. *Sección de almacenamiento tipo silo.*

También existen almacenes de tipo contenedor, que se sitúan al lado del edificio y la caldera, y que permiten un transporte modular sencillo. Estos sistemas son de fácil instalación y no exigen realizar una obra para adecuar un silo, aunque su disponibilidad a nivel nacional es todavía escasa.



Foto 13. *Caldera y almacén de pellets en contenedores.*

Algunos sistemas de calefacción disponen de un almacenamiento intermedio, que en calderas de baja potencia puede utilizarse como almacén único. Su ventaja reside en el poco espacio que ocupa, junto con su elevada integración con la caldera. La principal desventaja es su menor capacidad, aunque esto puede no ser problemático si se dispone de suministro habitual.

En función del tipo de almacenamiento, existen distintos sistemas de transporte de pellets hasta la caldera, principalmente:

- Suelo inclinado con un tornillo sinfín (es uno de los más utilizados).
- Rascadores giratorios. El almacén debe ser redondo o cuadrado para evitar espacios muertos. Además de los pellets, este sistema admite otros tipos de biomasa.

- Suelo inclinado con un sistema de alimentación del combustible neumático. Es el sistema más económico y sólo está disponible para pellets. La alimentación neumática permite el almacenaje en una habitación situada hasta a 15 m de distancia de la sala de calderas.

En cuanto al sistema de alimentación de combustible a la zona de combustión, existen fundamentalmente dos sistemas: los de alimentación inferior y los de alimentación superior. En los primeros es fácil controlar la cantidad de biomasa presente en la parrilla, mientras que los segundos tienen la ventaja de reducir la producción de cenizas al mantener un lecho de combustión más homogéneo y compacto.

Intercambiador de calor

El intercambiador de calor está compuesto de un haz de tubos normalmente verticales que permiten la transferencia de calor entre los humos y el agua. En este sentido, se pueden distinguir dos tipos de calderas:

- *Pirotubulares*: los humos circulan por dentro de los tubos y el agua los rodea. En este caso, la cámara de combustión ha de estar separada del intercambiador.
- *Acuotubulares*: los gases de combustión van por fuera de los tubos y por dentro de ellos se conduce el agua.

La mayoría de los modelos actuales de calderas están dotados de un dispositivo de limpieza de cenizas automática (accionada con un motor) o semiautomática (accionada con una palanca) del intercambiador de calor que permite un elevado grado de eficiencia.

Sistema de combustión

La zona de combustión está formada generalmente por el quemador, la cúpula de distribución de gases de alta temperatura y la zona de combustión.

Algunas calderas tienen un sensor de nivel del combustible que detecta la cantidad de este necesaria en cada momento (en función del tipo de combustible utilizado y de la potencia de calefacción), que supone un importante parámetro de regulación para una eficaz utilización del sistema de calefacción.

Sistemas de seguridad

Las calderas de pellets, como cualquier tipo de caldera, disponen de sistemas de seguridad.

Algunos de los dispositivos con los que puede estar dotada una caldera de biomasa son los siguientes:

- Compuerta de cierre estanca para evitar el peligro de retroceso de la combustión.
- Rociador de extinción de emergencia.
- Interruptor de control de temperatura.
- Dispositivo de limitación de los niveles máximo y mínimo de combustible en el quemador.
- Dispositivo de control de la temperatura.
- Equipos con turbinas de circulación de aire y termostato que pone en funcionamiento un ventilador al alcanzar el aire una temperatura determinada, para evitar sobrecalentamientos.

En general, los sistemas de seguridad están preparados para que puedan actuar incluso en situaciones de falta de suministro.

Sistema de retirada de cenizas

La retirada de cenizas se puede realizar de forma manual o automática.

En calderas medianas/grandes la retirada de ceniza se realiza mediante tornillos sinfín de extracción. La ceniza es llevada a un contenedor externo de dimensión fija donde se produce su compactación.

Las cenizas de pellets de madera natural pueden utilizarse como abono para jardines y plantas.

Sistema de regulación

Los sistemas de regulación y control son los encargados de optimizar en cada momento las condiciones de operación de la caldera para ofrecer un grado de confort adecuado. El uso de microprocesadores aporta la posibilidad de adaptar estas condiciones a la demanda de energía que se precisa en cada momento.

Las calderas de pellets, así como las que además permiten el uso de otros tipos de biomasa, disponen de un sistema de regulación que ajusta el caudal de aire de combustión a la cantidad de combustible introducido, para conseguir la relación de combustión óptima.

En general, las calderas disponen de sistemas de menús que permiten a los usuarios realizar la programación del sistema de calefacción, estableciendo la temperatura de agua, la temperatura de calefacción o el momento de arranque y parada de la caldera.

El sistema de control realizará la supervisión y adecuación de los parámetros de la caldera, circuitos de calefacción, circuitos de ACS, etc., a la demanda existente en cada momento.

4.2. Sistemas de pequeña potencia

En el caso de viviendas unifamiliares, las calderas o estufas de pellets empleadas son equipos compactos de potencias de hasta 70 kW.

Estas calderas están diseñadas para transferir el calor generado por radiación y convección de aire caliente en la propia estancia donde se coloca el equipo, o también para generar agua caliente para calefacción o ACS. Generalmente son equipos con alto grado de rendimiento, por encima del 90%.

Las calderas de baja potencia pueden admitir un depósito o tolva de combustible, por lo que no es necesario disponer de un lugar adicional para el almacenamiento de la biomasa. La capacidad de la tolva depende de la potencia y del modelo de caldera.

Para una potencia de 25 kW suele estar comprendida entre 40 kg y 60 kg lo que proporciona una autonomía de alrededor de 30 horas. La carga de los pellets se suele realizar por la parte superior, salvo en algunos modelos encastrables en chimeneas que admiten carga frontal.

Las calderas de pellets de pequeña potencia también admiten sistemas de almacenamiento para mayor autonomía. Resultan de particular interés los almacenamientos flexibles de tipo silo de polipropileno, por su bajo coste e instalación sencilla.

En general, este tipo de calderas incorpora las siguientes prestaciones:

- Programador de funcionamiento, que permite el encendido y apagado del equipo.
- Panel sinóptico de control del equipo, desde donde se pueden fijar los parámetros de funcionamiento.
- Algunos modelos disponen de encendido a distancia mediante teléfono móvil.
- Fácil limpieza o sistema de limpieza automática.
- Regulación automática de la combustión en función de las demandas de calefacción.
- Algunos modelos son policombustibles, permitiendo el consumo de otras biomásas además de pellets.
- Adaptables a revestimientos de chimeneas.
- Depósitos de cenizas para facilitar la limpieza.

Calderas de pellets con tecnología de condensación

Actualmente se están desarrollando calderas pequeñas (de menos de 30 kW) que incorporan la tecnología de condensación.

Estas calderas recuperan el calor latente de condensación contenido en el combustible bajando progresivamente la temperatura de los gases hasta que se condensa el vapor de agua en el intercambiador.

Mediante esta tecnología, el ahorro de combustible es del 15% respecto a una combustión tradicional, y el rendimiento de la caldera se eleva hasta un 103% (PCS).

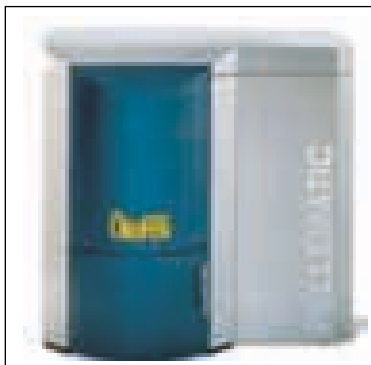


Foto 14. Caldera de pellets con tecnología de condensación.

4.3. Sistemas de potencia media-alta

En comunidades de vecinos, hoteles, grandes edificios, etc., con demandas térmicas más elevadas, se emplean calderas de pellets de mayor tamaño, con potencias comprendidas entre 100 y 1.000 kW.

Estas calderas generan agua caliente, y producen el calor necesario para suministrar al edificio (también pueden ser varios edificios o viviendas) toda su demanda de calefacción y de agua caliente.

Son equipos con elevados rendimientos y muy bajas emisiones, y su utilización es creciente en España debido al incremento de los precios del gasóleo y del gas natural.



Foto 15. Caldera de pellets (admite otros combustibles) de 250 kW de potencia.

Los pellets son alimentados a la caldera desde el almacén o silo de forma automática, normalmente mediante un tornillo sinfín. Este almacén se sitúa generalmente anexo a la sala de calderas, aunque, como se ha descrito anteriormente, existen diferentes opciones.

La tecnología de este tipo de calderas está ampliamente desarrollada. En general, disponen de los siguientes elementos:

- Alimentación automática de combustible.
- Zonas de combustión compactas y eficientes.
- Limpieza automática del intercambiador de calor.
- Regulación automática del aire de combustión para mantener la relación adecuada de combustible-comburente.
- Sistemas de regulación y control de los parámetros de operación.
- Sistemas de seguridad.
- Extracción automática de cenizas, generalmente mediante tornillos sinfín, y posterior prensado en contenedor externo.



Foto 16. Caldera de pellets de 150 kW.

En caso de ser necesario, estas calderas pueden combinarse con otros sistemas renovables, como energía solar térmica e, incluso, con otras calderas de combustibles fósiles.

BIBLIOGRAFÍA

- Basado en la publicación *Guía Práctica. Sistemas automáticos de calefacción con biomasa en edificios y viviendas*, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, Consejería de Economía y Hacienda, Comunidad de Madrid. www.fenercom.com
- www.idae.es
- www.propellets.es

LA ENERGÍA MARINA

D. Roberto Legaz Poignon
Stratconsult, S.L.

Nuestros océanos son una fuente inagotable de energía que en la actualidad apenas se aprovecha. Este potencial se manifiesta fundamentalmente de tres formas distintas:

- La energía de las mareas y corrientes.
- La energía de la olas.
- La diferencia térmica entre las distintas profundidades de los océanos.

Además, se puede considerar como energía del mar la producida por los vientos marinos «eólica *offshore*».

1. ENERGÍA MAREOMOTRIZ

La energía de las mareas o mareomotriz se aprovecha embalsando agua del mar en ensenadas naturales y haciéndola pasar a través de turbinas hidráulicas. Es una de las energías del mar más conocidas, ya que los antiguos molinos de la zona norte de España la utilizaban en el siglo pasado para moler el trigo procedente de Castilla. Ejemplo de estos artilugios llamados «molinos de mareas», se pueden ver (algunos de ellos recuperados) en las marismas del Joyel (Noja) y en Argoños (Cantabria).

Las corrientes marinas, encontradas principalmente en los estrechos de todo el mundo, son y serán en el futuro un gran potencial energético utilizando turbinas similares a los generadores eólicos, con la ventaja de la reducción del tamaño de las palas (relación de densidades entre el aire y el agua) y con todos los problemas relacionados con el medio natural (agresividad del mar) y los relacionados con el medio ambiente marino (tráfico de barcos, submarinos, etc.).

Entre los prototipos actuales desarrollados para la captación de las corrientes marinas, destacamos, de entre los más avanzados:

- Sea Flow.
- Hammerferst Strom (participando Iberdrola con Scottish Power).

- Open Hydro.
- Scotrenewables (SRMP).

2. ENERGÍA MAREOTÉRMICA

La leve diferencia de temperaturas entre la superficie y las profundidades del mar (gradiente térmico) constituye otra fuente de energía, llamada mareotérmica. Esta energía ya ha sido inspiración de cientos de historias pasadas y en la actualidad se encuentra en una fase experimental, debido a los problemas tecnológicos y económicos derivados de las dimensiones de los tubos y máquinas de absorción de calor necesario para obtener este tipo de energía.

3. ENERGÍA DE LAS OLAS (UNDIMOTRIZ)

Con este resumen tan preliminar de los anteriores modos de extracción de energía del mar, quisiera focalizar esta presentación en el modelo de captación de energía del mar más recientemente desarrollado, menos conocido, pero no por ello menos interesante que los anteriores: «la energía de las olas» o «energía undimotriz».

La energía de las olas es producida, cómo no, como un derivado terciario de la energía del Sol. El calentamiento de la superficie terrestre genera viento, y el viento genera olas. Una de las características de las olas es su capacidad de desplazarse a grandes distancias sin apenas pérdida de energía. De esta forma, la energía generada en cualquier parte del océano acaba en los bordes continentales y, de este modo, la energía de las olas se concentra en las costas.

La energía de una ola es la suma de su energía cinética (masa de agua en movimiento) y la energía potencial (columna de agua manométrica). Así, en términos de energía total de una ola, podemos definir que:

$$E_{\text{total}} = (\rho \times g \times H^2) / 8$$

Y en términos de flujo de energía kW/m lineal de frente de ola:

$$\text{Flujo energía} = [(\rho \times g \times H^2) / 8] \times C_g$$

Siendo,

$$C_g = \text{celeridad del grupo} = C/2$$

$$C = \text{celeridad de la onda} = L / T$$

$$L = \text{longitud de onda en metros} \diamond (g \times T^2) / 2 \pi \text{ (para profundidades indefinidas)}$$

$$E_{\text{total}} = \text{energía total}$$

$$\rho = 1025 \text{ kg/m}^3$$

$$g = 9,81 \text{ m/s}^2$$

H = altura de ola en metros

T = periodo en segundos

$$k = 2 \pi / L$$

Si aplicamos estas fórmulas a un emplazamiento típico de la zona del Cantábrico donde podemos considerar una ola media de $H = 2 \text{ m}$ de altura y un periodo medio $T = 10 \text{ s}$ y con un ejemplo de oleaje monocromático en profundidad indefinida $\sim 50 \text{ m}$, obtenemos un flujo medio de energía de:

$$\text{Flujo energía} = [(1025 \times 9,8 \times 2^2) / 8] \times 7,8 = 39 \text{ kW/m}$$

$$L = (9,81 \times 10^2) / (2 \times 3,14) = 156 \text{ m}$$

$$C = 156/10 = 15,6 \text{ m/s}$$

$$C_g = 15,6/2 = 7,8 \text{ m/s}$$

Las principales conclusiones de estos algoritmos son:

- 1.º La energía de las olas está en función del cuadrado de la altura de la ola (recordar que en la energía eólica es el cubo de la velocidad del viento).
- 2.º La energía de las olas está en función directa de los metros lineales de captación de la ola que aprovechamos.
- 3.º La energía bruta captada en el Cantábrico no va a diferir mucho desde el Cabo Finisterre a San Juan de Luz, entre $30 \div 40 \text{ kW/m}$.

La densidad media mundial de energía es del orden de 8 kW/m lineal de costa. Sin embargo, hay zonas especiales, como la Tierra de Fuego o el sur de Australia, que pueden llegar a 100 kW/m .

Una vez determinado el recurso bruto de la energía de las olas, debemos sacar su energía neta con dispositivos que, según su diseño, obtengan la menor pérdida de eficiencia posible, presenten una robustez frente al agresivo medio ambiente donde van a trabajar y, por supuesto, obtengan esa energía a los costes de inversión, de operación y mantenimiento lo más bajos posible.

4. DISEÑO DE PROTOTIPOS

En los últimos años han aparecido multitud de desarrolladores (existen más de 50 tipos), que por sus características y diseño pueden ser agrupados en tres clases claramente diferenciadas:

Al primer grupo lo definiremos como **«absorbedores puntuales»**. Son en general flotadores que aprovechan el desplazamiento vertical entre un punto fijo (Fondo del mar o Anclaje flotante) y un flotador que aprovecha el desplazamiento y, por tanto, la energía de la ola. A este grupo, entre otros, pertenecen los desarrollos realizados por:

- Aqua Energy Group (Aqua Buoy e IPS Buoy).
- Embley Energy (Sperbuoy).
- Ocean Power Technology O.P.T. (Power Buoy), Planta de Energía de Santoña, en donde participa Iberdrola.
- AWS Ocean (Archimedes wave swing).

Y dentro de estos, los desarrolladores nacionales:

- Hidroflot, S. L. (Hidroflot).
- Pipo System (Pisis).



Foto 1. Prototipo PowerBuoy.

Un segundo grupo lo componen las denominadas **«columnas de agua oscilante»**, que utilizan la presión y el vacío generados por la entrada del agua en una cavidad o tubo moviendo una turbina con generador. Entre estos sistemas se encuentran los desarrollos realizados por:

- Wavegen (Limpet).
- Energetech (varios prototipos).
- Oceanlinx.
- Owen (Owel grampus).
- Wave Energy Converter (Ps frog MK5).
- Wave Plane.



Foto 2. *Limpet – Wavegen.*



Foto 3. *Energetech.*

Y un tercer grupo que llamaremos **«atenuadores»**, que utilizan el desplazamiento producido por un flotador transformando este movimiento en

energía, bien por cilindros hidráulicos o por volantes de inercia. En este grupo se encuentran los desarrollos de:

- Ocean Power Delivery (Pelamis), donde participa Iberdrola en un proyecto en Escocia.
- Ocean Wave Master Limited (Wave Master).
- Orecons.

Y el desarrollador español:

- Oceantec, donde participan Iberdrola y Tecnalia.

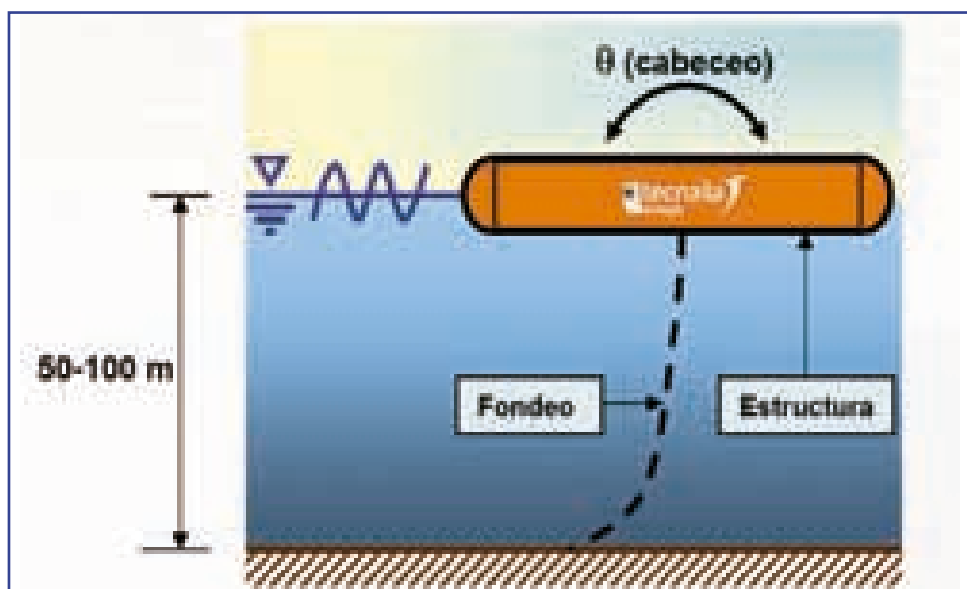


Figura 1. Oceantec - Tecnalia.

Gran parte de los anteriores desarrolladores están experimentando sus prototipos a escala con mayor o menor éxito. Con tantos y tan dispares métodos de captación de energía, es difícil predecir hoy quiénes obtendrán los mejores resultados y serán líderes del futuro. Sin embargo, hay que destacar aquellos que desde hace varios años tienen probados prototipos a pequeña escala y comienzan ya a construir plantas de cierta importancia, por encima de 1 MW.

De cada uno de estos grupos destacamos:

- El Power Buoy (Ocean Power Technologies O.P.T).
- El Energetech y Wavegen (un proyecto en País Vasco con el EVE).
- El Oceanlinx.
- El Pelamis (Ocean Power Delivery).



Foto 4. Pelamis - Ocean Power Delivery.

A cierta distancia, les siguen:

- El AWS (Archimedes), introducido en Asturias.
- El Oceantec de Tecnalia (con participación de Iberdrola a través de Perseo).

Especial interés presenta el Grupo Español de Innovación denominado WEDGE (Wave Energy Direct Generation), que está desarrollando un prototipo de generador lineal de reluctancia conmutada de alta densidad de fuerza, que apoyado por el Ministerio, a través de una subvención Profit, puede revolucionar el diseño de los captadores puntuales al sustituir su complicado y costoso sistema hidráulico de conversión de energía (Power Take off) por un generador lineal de alta eficiencia y bajo coste, tan soñado por todos los desarrolladores de estos equipos.

El primer prototipo de 150 kW está previsto que sea probado en el laboratorio del CEDEX en diciembre de 2008 y aplicado después en equipos en varios prototipos de captadores puntuales ya desarrollados y probados.

Asimismo, Ocean Power Technology (OPT) está experimentando modelos a escala de boyas con incorporación de Power Take off de tecnología directa con piñones en sustitución de los complejos y costosos sistemas hidráulicos.

Tanto Ocean Power Delivery como Ocean Power Technology (OPT) y Wavegen están promoviendo varias plantas en España y Portugal con distintos promotores. Quizá, la de mayor interés, por su avanzado estado de desarrollo, es la que a través de Iberdrola Energías Marinas de Cantabria, S.A. se está promocionando con la tecnología O.P.T. (Power Buoy) en Santoña (Cantabria). La sociedad está constituida por Iberdrola Energía Renovables (60%), Sodercan (10%), IDAE (10%), Total (10%) y OPT (10%).

En este proyecto ha colaborado estrechamente la Universidad de Cantabria (estudio batimétrico, recurso e impacto medioambiental) y el Gobierno de Cantabria, a través de su sociedad de desarrollo (Sodercan).

El proyecto se compone de cuatro fases:

La primera fase correspondió al estudio de ubicación, recurso energético, batimetría e impacto ambiental y está completamente finalizada.

La segunda fase corresponde al diseño, construcción y montaje de un prototipo de 40 kW (PB 40 kW).

El diseño ya ha sido finalizado, la construcción del prototipo de boya de 40 kW, con 38 m de longitud total y flotador principal de 7 m de diámetro y 11 m de diámetro de placa base ha sido realizada en su totalidad en Cantabria.

El primer prototipo PB-40 de 40 kW de potencia nominal ha sido instalado con éxito en su emplazamiento definitivo de las costas de Santoña e inaugurada el pasado día 9 de octubre por las autoridades de Cantabria, por el Director General de Renovables del IDAE y por la Dirección de los socios participantes en el Proyecto.

La tercera fase (muy importante) será la instalación del cable submarino de 5 km de longitud y 12 kV de tensión (diseñado y fabricado por PRYSMIA). También será necesaria la instalación de una subestación transformadora diseñada por O.P.T (S.U.P), que con una potencia de 2 MW e instalada a 50 m de profundidad, pueda elevar la tensión procedente de los generadores de las boyas a la tensión de 12 kV, correspondiente a la línea que la compañía Electra de Viesgo dispone en esa zona, para, de esta forma, evacuar a la red la futura energía generada.

Un importante dato de este proyecto es que esta ubicación en el mar se convertirá en el futuro nodo (primero en España y segundo de Europa), en donde se probarán y estudiarán las distintas tecnologías a través de un Centro Tecnológico de Energía Marina, que con la participación conjunta de Sodercan y el IDAE se va a promocionar en Cantabria.

La cuarta y última fase, en función del comportamiento de la boya de 40 kW y las infraestructuras eléctricas (cable de evacuación y subestación transformadora), será la instalación de un campo adicional, compuesto por 9 boyas de 150 kW cada una, completando así el proyecto experimental definitivo, con una potencia total instalada de 1,39 MW.

El campo de boyas está situado a una distancia aproximada de 4 km del Faro del Pescador, en el término municipal de Santoña (Cantabria).

El otro interesante proyecto que el EVE está desarrollando en el puerto de Motriko con tecnología WAVGEN (columna de agua oscilante) es una planta de 16 turbinas de 40 kW cada una. Este proyecto se encuentra muy avanzado en su construcción civil, y representará también el primer proyecto de estas características en Europa.

Con estos proyectos en construcción y otros proyectos en desarrollo, se conseguirá obtener el suficiente conocimiento e información para que en un futuro de dos o tres años la captación de este tipo de energía no sea una quimera inalcanzable.

5. CONCLUSIONES

Como resumen, podríamos indicar que la evolución de esta energía se encuentra en un momento muy interesante. En primer lugar, por la innovación de más de 50 prototipos diferentes desarrollándose en países muy implicados en esta energía, como Escocia, España, Portugal y Australia. En segundo lugar, porque esta tecnología no ha hecho más que empezar. Y, en tercer lugar, porque con estos proyectos actualmente en construcción en España, contando además con la fuerte implicación de empresas españolas, como Iberdrola Renovables y Scottish Power, el fuerte apoyo de las comunidades autónomas de Cantabria, País Vasco y Asturias y el apoyo de la Administración del Gobierno español a través del IDAE nos va a permitir estar a la cabeza de esta tecnología en el mundo, siendo la llave que mañana abrirá la puerta de la búsqueda de la eficiencia de los equipos y, por tanto, la reducción de los costes actuales de inversión, permitiendo, de esta forma, que en un futuro no lejano de dos o tres años se realicen inversiones en plantas de energía marina de varios cientos de megavatios a costes de producción de energía competitivos con otros tipos de energías renovables.

La Administración, contando con el apoyo y colaboración del APPA (Asociación de Productores de Energías Renovables), cuya sección marina se ha fundado recientemente, tiene, y así lo está demostrando con el enorme apoyo del IDAE, un gran interés en el desarrollo de esta energía, que por renovable, limpia y generadora de empleo, puede alcanzar en España cuotas de innovación tecnológica e instalaciones de proyectos tan importantes como la energía eólica o la solar han alcanzado en nuestro país.

ENERGÍA NUCLEAR: UNA VISIÓN DESDE LA INDUSTRIA

D. Antonio González Jiménez
Foro de la Industria Nuclear Española

1. INTRODUCCIÓN

En los últimos años el escenario energético mundial y europeo ha cambiado sustancialmente. Se ha producido un aumento importante de la demanda energética y particularmente de la eléctrica, incrementada de forma espectacular por el desarrollo de países emergentes, como India o China.

Las medidas de ahorro y eficiencia energética son necesarias y deben establecerse, tanto en el campo tecnológico como en el social, pero no hay que olvidar que a corto y medio plazo estas medidas sólo podrán aplicarse en los países industrializados.

Para cubrir esta escalada de la demanda debería incrementarse, en los próximos años, la construcción de centrales nucleares con reactores avanzados, las centrales de carbón con captura y almacenamiento de emisiones y las energías renovables, cada una dentro de sus posibilidades técnicas.

España es una isla eléctrica que está débilmente interconectada con los países vecinos, lo que la aísla del gran mercado europeo, y además no cuenta con recursos naturales. Las importaciones energéticas superan el 80% de nuestras necesidades, por lo que resulta muy vulnerable ante los movimientos del mercado, tanto en los precios como en las posibles interrupciones ocasionadas por acontecimientos en los países productores, no siempre estables.

En España, la demanda de electricidad ha crecido en los últimos años a un ritmo de un 4%. El gestor de la red eléctrica es el encargado de casar la oferta con la demanda, tanto en energía como en potencia instantánea. En un sistema aislado como el español es necesario un margen considerable de potencia que permita atender las puntas de la demanda y los fallos de suministro de las fuentes que dependen de factores impredecibles.

Es muy importante disponer de centrales que aporten gran cantidad de energía de forma fiable, para garantizar el suministro en base y estar

disponibles siempre en los momentos de demanda muy alta. Tal es el caso de las centrales nucleares, que con un 8,5% de la potencia instalada producen alrededor del 20% de la electricidad consumida en el país.

Las centrales nucleares españolas han funcionado durante los últimos decenios con un comportamiento excelente, ocupando muchas veces los primeros puestos en la lista de las centrales mundiales de mejor rendimiento. Su papel es insustituible en la cesta de energías que surten el mercado español, y constituyen un recurso importante en la lucha contra el efecto invernadero.

En los últimos años se están alzando voces que defienden el aumento de la contribución nuclear como indispensable para enfrentarse a los retos del calentamiento global y a la garantía de suministro en condiciones competitivas.

2. LA INDUSTRIA NUCLEAR ESPAÑOLA

En la etapa inicial de investigación y desarrollo, los esfuerzos nucleares en todo el mundo corrieron a cargo de laboratorios estatales de distintos países, operados en algunos casos por grandes empresas industriales y auxiliados por industrias especializadas que suministraran equipos y servicios de alta calidad, fuera de sus líneas habituales de producción. Las primeras actividades industriales nucleares fueron las del ciclo del combustible y la construcción de equipos propulsores de submarinos nucleares. Con la base tecnológica adquirida, las empresas que participaron en estos programas procedieron, inicialmente con ayuda estatal, a comercializar los llamados reactores de potencia, corazón de las centrales nucleares para la producción de energía eléctrica.

Desde el principio, la actividad industrial nuclear quedó regulada por las autoridades para garantizar la seguridad de las centrales y la protección del público, llegándose así a una estructura industrial de gran calidad. Para ello se creó un sistema de normas de seguridad y se aplicaron los conjuntos de normas y códigos industriales disponibles a la sazón, como las de la Asociación Americana de Ingenieros Mecánicos (ASME) o las conocidas normas alemanas DIN. Con el tiempo, estas normas fueron incorporando secciones específicamente nucleares. Estos códigos aseguran que los bienes producidos y los servicios prestados con arreglo a ellos se basan en la mejor práctica disponible en cada momento.

Al mismo tiempo, hacia el final de los años sesenta se desarrolló el concepto de garantía de calidad, que amplía el simple control de calidad, evitando rechazos e imponiendo la documentación rigurosa de todas las operaciones que han de desarrollarse de acuerdo con normas y especificaciones previamente cualificadas y aprobadas. Este sistema se aplica en todas las actividades de la industria nuclear, incluyendo el ciclo de combustible, la provisión de equipos y servicios, la operación de las centrales, los servicios

de mantenimiento, el desmantelamiento de las instalaciones y la gestión de los residuos radiactivos. La excelencia y fiabilidad del funcionamiento de instalaciones construidas y operadas con arreglo a estas pautas han sido un ejemplo para otros sectores industriales, que se han beneficiado de los grandes avances tecnológicos logrados por la industria nuclear.

La industria nuclear comprende multitud de empresas, públicas y privadas, que actúan en los distintos campos tecnológicos. Destacan entre ellas las entidades explotadoras de las centrales, las que diseñan y suministran los llamados sistemas nucleares de generación de vapor y las que se ocupan de las distintas fases del ciclo del combustible nuclear, incluida la gestión de los residuos.

2.1. Hacia una industria nuclear en España

La industria española viene suministrando la ingeniería, los equipos, la construcción y montaje, los combustibles, la puesta en marcha y los servicios que las centrales necesitan para su operación. Toda esta estructura industrial, que pasa inadvertida a los ojos del público, se formó durante la construcción de las centrales y ha evolucionado, adaptándose a las circunstancias del momento, con la incorporación de nuevas tecnologías adecuadas a las necesidades y requisitos actuales.

En instalaciones tan complejas como las centrales nucleares actúan multitud de agentes industriales y comerciales, debidamente coordinados por el titular de la instalación, ayudado en muchos casos por empresas de ingeniería, y controlados en todo momento por el organismo regulador, en España el Consejo de Seguridad Nuclear.

La estructura industrial nuclear en España comenzó a crearse en los años sesenta, como consecuencia de las decisiones de construir las centrales nucleares de José Cabrera, Santa María de Garoña y Vandellós-1. La Administración promovió activamente este desarrollo industrial, por las razones conocidas de creación de puestos de trabajo cualificados y el avance tecnológico que había de contribuir a la mejora general de la industria. Además, existían entonces razones de disponibilidad de divisas y consideraciones de independencia del exterior en un sector estratégico, incluso por la necesidad de disponer de servicios técnicos adecuados cuando las centrales estuvieran en funcionamiento.

Las tres primeras centrales, que fueron construidas por el procedimiento «llave en mano» por contratistas principales extranjeros, contaron con la colaboración de empresas españolas de ingeniería, construcción y montaje, así como fabricantes de equipo, sobre todo eléctrico. Esta actividad, seguida estrechamente por el Ministerio de Industria, permitió la familiarización de la industria con las nuevas normas y requisitos nucleares. En la siguiente etapa (centrales de Almaraz, Ascó, Cofrentes y Lemóniz, esta última cancelada posteriormente) se adoptó

la contratación por componentes, alcanzando una gran importancia la industria de ingeniería y la de bienes de equipo, en instalaciones existentes pero con métodos modernizados y adaptados a los nuevos conceptos de garantía de calidad. Durante la tercera etapa (Vandellós-2, Trillo-1, Trillo-2 y Valdecaballeros, las dos últimas canceladas más tarde) llegó a su madurez la industria nuclear, con la construcción de fábricas de nueva planta, tanto de equipos como de combustible, y el funcionamiento de un número de empresas de servicios especializados. En el momento de máxima actividad, en los años ochenta, trabajaban directamente en la industria nuclear más de 20.000 personas, entre ellas más de 5.000 técnicos de alta cualificación. A estas cifras hay que agregar casi otros tantos de empleo indirecto, en múltiples empresas suministradoras de bienes y servicios. Toda esta actividad implicó un importante esfuerzo de asimilación de tecnología y de formación de técnicos y especialistas.

Los resultados de los esfuerzos fueron muy positivos, llegándose a un parque nuclear de gran calidad, a unos equipos de operación muy expertos y a cifras muy altas de participación nacional, como se puede comprobar en la tabla siguiente:

Tabla 1. *Participación nacional*

	Primera etapa (%)	Segunda etapa (%)	Tercera etapa (%)
Equipo	24	50	75
Ingeniería	60	75	100
Construcción	70	100	100
Montaje	80	100	100
TOTAL	43	75	85

Durante la operación de las centrales, la actividad se centra en los operadores, los suministradores de combustible, las empresas de servicios especializados y las empresas responsables de la gestión de los residuos radiactivos, disminuyendo la aportación de los suministradores de equipos y de las empresas de construcción. Por fin, al término de la operación de las centrales, llega el turno de las empresas que se ocupan del desmantelamiento de las instalaciones y la gestión de los residuos producidos.

Toda esta infraestructura se fue creando durante los años de construcción de las centrales y contribuyó en gran manera al establecimiento de una «cultura de la seguridad» que se ha extendido a la industria española en general. Algunos se refieren a esta «cultura» como la práctica de «hacer las cosas bien aunque no te controlen».

2.2. Capacidad creada y situación actual

Las empresas que actúan en el campo nuclear, aparte del ciclo del combustible y de la gestión de residuos, se clasifican según sus especialidades. La industria nuclear española alcanzó una gran dimensión en los años en que se construyeron las centrales españolas. Las actividades internacionales en aquellos años se consideraban como complementarias. En todo caso, la industria estaba preparada para el mercado internacional, pues en la construcción de centrales nucleares toda la estructura técnica de normas, especificaciones, planos, cualificaciones, ejecución, inspecciones y documentación es la usada a nivel mundial, y las empresas estaban familiarizadas con los clientes y las agencias de inspección y con los usos internacionales. Por otra parte, muchas de ellas poseían la certificación de las principales entidades de clasificación, como ASME y otras para la normativa americana o TÜV para las normas alemanas VDE Merkblätter.

- Las empresas eléctricas, responsables en su día de la construcción de las centrales y después de la operación de las mismas, han ampliado su actuación a los estudios de optimación del funcionamiento, mantenimiento, gestión de mejoras en el equipo y procedimientos, gestión del ciclo del combustible y desarrollo de nuevos reactores.
- Los proveedores de sistemas nucleares. En España se tomó en su momento la decisión de no constituir una sociedad de sistemas ligada mediante licencia a algún proveedor extranjero, lo que habría forzado prácticamente a elegir un solo tipo de reactor (decisiones análogas se han tomado en otros países desarrollados; otro ha sido el caso de Corea del Sur, que formó, con una gran visión de futuro, una estructura completa empezando por el proveedor de sistemas, con licencia americana; el país dispone hoy de 20 unidades nucleares). Los proveedores internacionales, presentes en España mediante delegaciones, suministraron las primeras centrales llave en mano y más tarde los Sistemas Nucleares de Generación de Vapor (NSSS) para las centrales nucleares sucesivas, además de apoyar el acceso de la industria española a los usos y estándares nucleares. Hoy prestan a las centrales servicios de apoyo en la operación y el mantenimiento y, desde luego, desempeñarán un papel muy importante en los futuros esfuerzos nucleares del país.

Los proveedores nucleares se han reagrupado en los últimos años, en consonancia con la globalización creciente y el gran desarrollo de los mercados asiáticos. Todos ellos ofrecen reactores de agua ligera y tienen una fuerte presencia en España:

- El grupo Westinghouse, que absorbió en su día a Combustion Engineering y a la sueco-suiza ASEA-Brown Boveri, y que está controlado hoy por la japonesa Toshiba.
- El grupo General Electric, hoy asociado con la japonesa Hitachi.
- El grupo Areva, formado por Framatome y Siemens y controlado por el Comisariado de Energía Atómica, que constituye una excepción en

la tendencia a la globalización, al no aprovechar la oportunidad de formar un gran grupo europeo, con participación de otros países.

En lo referente a los sistemistas sin presencia en España, hay que citar a la empresa canadiense AECL, suministradora de reactores de agua pesada. Ya se ha citado el caso de Corea. Rusia dispone también, tras varias reorganizaciones, de su proveedor nacional de reactores VVER modernizados. China e India disponen, asimismo, de proveedores propios de los reactores autóctonos, adaptados de modelos occidentales, pero prevén en el futuro encargarse también de los suministros de los diseños extranjeros avanzados, adaptados a sus condiciones.

- Las empresas de ingeniería, que aprovecharon su experiencia en el proyecto y la construcción de centrales térmicas para crear una importante capacidad de ingeniería de centrales nucleares, apoyo en la gestión de la construcción de centrales nuevas y apoyo en la operación y en el mantenimiento de las centrales en funcionamiento. Desde el principio, las empresas españolas de ingeniería colaboraron con contratistas principales extranjeros (Bechtel, Gibbs and Hill, Stone & Webster, etc.). A partir de la segunda etapa de centrales, la situación se invirtió, siendo las empresas españolas los contratistas de los propietarios, utilizando a las empresas extranjeras durante un tiempo como consultores y asumiendo después la responsabilidad total. Las principales empresas de ingeniería españolas que actuaron en el campo nuclear fueron Empresarios Agrupados, Initec (hoy del grupo Westinghouse), Sener e Inypsa. Aunque algunas de estas empresas han reducido en los últimos años sus efectivos dedicados al campo nuclear, en gran medida han mantenido sus capacidades para el servicio al parque nuclear español y una fuerte actividad de exportación. Desde luego, todas ellas tienen la experiencia necesaria para tomar parte en un fuerte despegue nuclear. Recientemente se han incorporado a este campo filiales de las empresas eléctricas, como Socoin e Iberdrola Ingeniería y Construcción, así como IDOM. En el futuro, y en vista de los cambios en los sistemas de contratación otras empresas, como Técnicas Reunidas, podrían entrar en el campo nuclear.
- Los proveedores de equipo. Este sector se formó, como se ha dicho, sobre la base de la industria existente y la adición de nuevas capacidades, especialmente de fabricación de los equipos principales y los turboalternadores, pero también de grúas, válvulas, tuberías y accesorios, cambiadores de calor, máquinas de manipulación del combustible y un largo etcétera de elementos sometidos a estrictos sistemas de garantía de calidad. Quedó constituida una industria capaz de suministrar la mayor parte de los bienes de equipo, tanto grandes (como turbinas, alternadores, grandes grúas, etc.) como medianos o pequeños (recipientes, cambiadores de calor, tuberías, válvulas, accesorios, soportes, etc.). Empresas como Babcock Wilcox, Mecánicas Asociadas, E.N. Bazán, Walthon-Weir y muchas otras entraron firmemente en el campo

nuclear, y comenzaron a actuar empresas proveedoras de subsistemas completos. Para los equipos eléctricos nunca hubo problemas de capacidad. El nivel alcanzado por la industria en el momento de plantearse la tercera etapa, que se preveía muy ambiciosa, animó a las autoridades industriales a promover un nuevo incremento de la capacidad de fabricación, para llegar a participaciones del orden del 75%, consideradas como el límite práctico, que excluía materias primas y otros subcomponentes propios de fábricas de un umbral económico superior al permitido por el mercado español. En esta línea se estableció la empresa Equipos Nucleares, inicialmente privada y después del INI, que construyó una gran fábrica en Santander, con capacidad para fabricar vasijas de presión, generadores de vapor, presionadores y otros componentes primarios de alta cualificación.

En el campo de los bienes de equipo mecánico, al decretarse la moratoria nuclear en 1983, la industria prosiguió hasta terminar los suministros pendientes para Trillo y Vandellós-2 y hubo de tomar decisiones importantes. Algunas industrias que tenían la actividad nuclear como una división más la suprimieron y acomodaron el personal en el resto de la empresa. Otras conservaron la capacidad, pero reasignando el personal. Generalmente, en este tipo de empresas quedaron en desuso los sistemas de garantía de calidad y no se obtuvieron o revalidaron las certificaciones de ASME. En todo caso, el sector perdió parte de su personal experto. La mayor parte de las empresas con actividad nuclear importante trazaron su estrategia en tres direcciones: fabricaciones en campos afines, servicios nucleares y exportación nuclear.

La industria nuclear actual es la que ha tenido éxito en la última de estas direcciones. Son varias las empresas que han mantenido la actividad de sus divisiones nucleares, con exportaciones frecuentes y conservando la capacidad y organización necesarias para no perder, en su caso, las cualificaciones. Pueden citarse las ya mencionadas Equipos Nucleares y Ringo Válvulas, heredera de Walthon-Weir. Se han creado además empresas nuevas o transformadas de otras anteriores, como Vector Valves en el suministro de válvulas o Inabensa, que actúa en el campo de los equipos eléctricos y de control. Otras empresas tradicionales, como Duro Felguera o Dragados, podrían reanudar la actividad nuclear si cambiara la situación del sector.

- Las empresas de construcción y montaje, que estaban ya establecidas y que se adaptaron sin dificultad a los nuevos requisitos de calidad. Es importante el efecto locomotora que la energía nuclear ha tenido en el sector del montaje e instalaciones industriales. Por un lado, y en lo estrictamente nuclear, ese tirón supuso un cambio cualitativo en temas tales como la garantía de calidad y la conformidad respecto de normas de exigencias especiales. Ello afectó a campos considerados en gran medida como convencionales, como los grupos electrógenos. Por otro lado el tirón afectó también positivamente a las industrias

más convencionales, por motivos de potencias unitarias y dimensiones de los equipos a montar. Ello ha tenido repercusiones muy positivas en otros ámbitos, incluyendo el despliegue de las energías renovables, y en particular en sus componentes y montajes electromecánicos. Sin un bagaje tan sólido como el adquirido en la expansión nuclear, dicho despliegue podría haber sufrido cuellos de botella importantes. Es imposible citar todas las empresas que actúan eficazmente en este campo, pero como ejemplo destacaremos a Coapsa, en el control y automatización de procesos industriales; GES, anteriormente del grupo Gamesa; Tamoin y otros, además de los grupos constructores tradicionales.

- Las empresas de servicios especializados, especialmente Tecnatom, que tuvo un papel importantísimo en la ingeniería, construcción y puesta en marcha de la primera central nuclear española de José Cabrera, y orientó después sus actividades al proyecto y suministro de simuladores, formación y entrenamiento de operadores, inspección en servicio y desarrollo de sistemas de apoyo y mejora en la explotación, contando entre sus clientes a todas las empresas nucleares españolas y un gran número de entidades extranjeras.

Empresas que actúan también en campos específicos son Lainsa, el grupo Eulen, Amphos XXI y Medidas Ambientales, entre otras.

2.3. La exportación y las actividades futuras

En los últimos años, las empresas eléctricas propietarias de las centrales, los proveedores de combustible y las empresas de servicios especializados continúan su actividad a pleno ritmo. El resto de la industria atiende las necesidades nacionales y se abre con éxito a la exportación, en un mercado bastante estrecho. La dimensión de la industria se ha ajustado a la nueva situación y puede estimarse que en España hay actualmente más de 30.000 personas, incluyendo más de 10.000 titulados, empleadas en el sector nuclear.

Continúan hoy las actividades de suministro de ingeniería y componentes para reparaciones o modificaciones, suministro de combustibles y servicios de inspección durante el funcionamiento, así como prestación de servicios de apoyo a las recargas y de protección radiológica. Hacia el exterior tienen menor dimensión los servicios de apoyo al funcionamiento y de montaje y construcción. El resto de las prestaciones de la industria corresponde a actividades del tipo de las que se llevaban a cabo durante la construcción de las centrales, pero con un contenido tecnológico más moderno y competitivo y un alcance que cubre más sectores. Por otra parte, las empresas españolas toman parte en las actividades internacionales de proyecto, investigación y desarrollo sobre reactores avanzados y grandes programas multinacionales, como los de fusión nuclear y física de altas energías, todo ello a pesar de la escasez actual de apoyo por parte de la Administración.

Las empresas españolas de bienes de equipo, contando en algunos casos con financiación a la exportación, han exportado equipos de todas clases

para centrales nuevas y para reposición, desde generadores de vapor, partes de vasija y presionadores hasta bastidores y contenedores para combustible gastado, pasando por grúas, válvulas, tuberías y accesorios, etc. Los países compradores han sido Estados Unidos, Alemania, Argentina, México, Finlandia, Francia, Bélgica, Suecia, Suiza y otros muchos, incluyendo los asiáticos.

Las empresas de ingeniería y de servicios especializados han encontrado por su parte un importante mercado en los países de Europa central y oriental y en los de la antigua Unión Soviética, que necesitan mejoras sustanciales en sus instalaciones y en sus estructuras organizativas y sistemas de calidad. Para ello, y dadas sus carencias económicas, se han dispuesto diversas fuentes de financiación, como los programas TACIS y PHARE y los créditos del Banco Europeo de Reconstrucción y Desarrollo, además de subvenciones de Euratom y diversos acuerdos bilaterales. Las empresas españolas participan activamente en estos programas en diversos países y han realizado un gran número de estudios, proyectos y suministro de simuladores, equipos de inspección y cursos de formación.

En el caso específico de China, en fuerte expansión, diversas empresas españolas han llevado a cabo un importante suministro de equipos y servicios. Recientemente se ha formado un consorcio para el impulso conjunto de las exportaciones a China, formado por las empresas españolas Enusa, Equipos Nucleares, Tecnatom y Ringo Válvulas.

Un aspecto preocupante que afecta a toda la industria es el relevo generacional necesario en los cuadros de técnicos y especialistas, y que se ha de nutrir de las nuevas generaciones de científicos e ingenieros bien formados y de mano de obra cualificada y capacitada para las tareas de las que tendrán que responsabilizarse. La escasez de oportunidades en los últimos años ha propiciado un descenso en el número de estudiantes en las disciplinas nucleares, descenso que confiamos se remediará a corto plazo.

En todo caso, la industria nuclear, experta y eficaz, es garantía de que la tecnología nuclear se conserva en España no sólo para apoyar a las centrales, sino también para atender un mercado nuclear reactivado cuando llegue el momento.

3. LAS CENTRALES NUCLEARES ESPAÑOLAS

España cuenta con un total de diez instalaciones nucleares ubicadas dentro de su territorio peninsular, entre las que se encuentran ocho centrales —Santa María de Garoña en la provincia de Burgos, Almaraz I y II en la provincia de Cáceres, Ascó I y II en la provincia de Tarragona, Cofrentes en la provincia de Valencia, Vandellós II en la provincia de Tarragona y Trillo en la provincia de Guadalajara— en seis emplazamientos distintos. Además, disponemos de una fábrica de combustible nuclear en Juzbado, en la provincia de Salamanca, y un centro de almacenamiento de residuos radiactivos de baja y media actividad en El Cabril, en la provincia de Córdoba.



Figura 1. Centrales nucleares españolas.

3.1. Titularidad

Las empresas propietarias de las centrales nucleares españolas a 31 de diciembre de 2007 eran las siguientes:

Tabla 2. Titularidad de las centrales nucleares

Central nuclear	Empresa propietaria
Sta. María de Garoña	Nuclenor (100%) (*)
Almaraz I	Iberdrola (53%)
	Endesa (36%)
	Unión Fenosa (11%)
Almaraz II	Iberdrola (53%)
	Endesa (36%)
	Unión Fenosa (11%)
Ascó I	Endesa (100%)
Ascó II	Endesa (85%)
	Iberdrola (15%)
Cofrentes	Iberdrola (100%)
Vandellós II	Endesa (72%)
	Iberdrola (28%)
Trillo	Iberdrola (48%)
	Unión Fenosa (34,5%)
	Hidrocantábrico (15,5%)
	Nuclenor (2%) (*)

(*) Nuclenor se encuentra participada por Iberdrola (50%) y Endesa (50%).

3.2. Producción

Durante el año 2007, la producción de energía eléctrica de las ocho centrales nucleares españolas fue de 55.039,44 millones de kWh, lo que representó el 17,59% del total de la producción eléctrica del país, que fue de 312.556 millones de kWh. Durante el año, la producción de electricidad de origen nuclear disminuyó un 8,3% respecto al año 2006, debido a un mayor número de paradas de recarga y a la duración extraordinaria de dos de ellas.

En el sistema eléctrico español, la contribución en términos de potencia y de producción de las distintas fuentes de generación durante el año 2007 fue la siguiente:

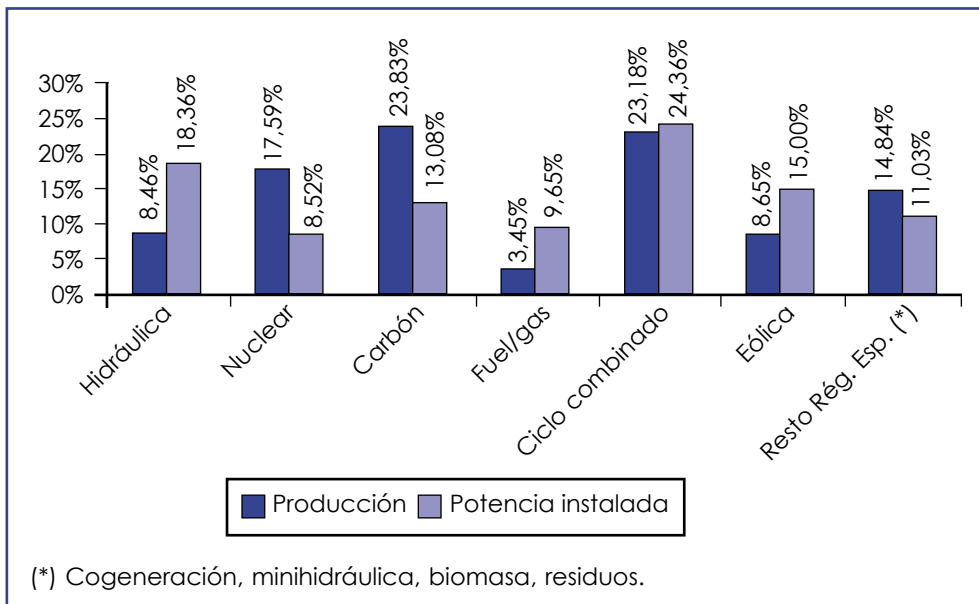


Figura 2. Contribución en el sistema eléctrico español (año 2007).

3.3. Potencia

A 31 de diciembre de 2007, la potencia total instalada en España era de 90.722 MW, de los que 7.727,8 MW corresponden a la potencia de las ocho centrales nucleares, lo que representa un 8,5% del total de la capacidad instalada en el país.

La potencia instalada bruta de cada una de las centrales nucleares es la siguiente:

Tabla 3. Potencia de las centrales nucleares (datos a 31 de diciembre de 2007)

Central nuclear	Potencia (MWe)
Sta. María de Garoña	466
Almaraz I	977
Almaraz II	980
Ascó I	1.032,5
Ascó II	1.027,2
Cofrentes	1092
Vandellós II	1.087,1
Trillo	1066
TOTAL	7.727,8

3.4. Indicadores de funcionamiento

El funcionamiento de las ocho unidades que integran el parque nuclear español fue excelente, tanto en seguridad como en disponibilidad y costes. Los indicadores de funcionamiento, durante el año 2007, fueron los siguientes:

Tabla 4. Indicadores de funcionamiento (año 2007)

Central nuclear	Producción (GWh)	Factor de carga (%)	Factor de operación (%)	Factor de disponibilidad (%)	Factor de indisponibilidad no programada (%)
Sta. M. ^a Garoña	3.482,29	85,31	90,05	85,28	3,88
Almaraz I	8.510,11	99,43	100,00	99,95	0,05
Almaraz II	7.437,27	86,63	87,53	87,12	1,50
Ascó I	7.915,91	87,52	89,91	88,94	2,27
Ascó II	7.420,88	82,47	85,98	84,13	6,57
Cofrentes	6.240,14	65,23	67,32	66,12	10,81
Vandellós II	5.531,11	58,08	61,04	59,24	24,54
Trillo	8.501,73	91,04	91,78	91,53	1,86
TOTAL	55.039,44	81,30	83,37	82,33	6,79

Factor de carga: Relación entre la energía eléctrica producida en un periodo de tiempo y la que se hubiera podido producir en el mismo periodo funcionando a la potencia nominal.

Factor de operación: Relación entre el número de horas que la central ha estado acoplada a la red y el número total de horas del periodo considerado.

Factor de disponibilidad: Complemento a 100 de los factores de indisponibilidad programada y no programada.

Factor de indisponibilidad programada: Relación entre la energía que se ha dejado de producir por paradas o reducciones de potencia programadas en un periodo atribuibles a la propia central y la energía que se hubiera podido producir en el mismo periodo funcionando a la potencia nominal.

Factor de indisponibilidad no programada: Relación entre la energía que se ha dejado de producir por paradas o reducciones de potencia no programadas atribuibles a la propia central en un periodo de tiempo y la energía que se hubiera podido producir en el mismo periodo funcionando a la potencia nominal.

Durante el año 2007 se produjeron un total de ocho paradas automáticas no programadas, cuatro menos que en 2006. El número de paradas no programadas fue de cinco, seis menos que el año anterior.

3.5. Autorizaciones de explotación

Durante el año 2007 no fue necesario renovar la Autorización de Explotación de ninguna de las centrales nucleares españolas, pues todas ellas disponen de Autorización en vigor. La próxima central nuclear que ha de renovar su Autorización de Explotación es la de Santa María de Garoña. En este sentido, y conforme a la legislación vigente, el día 3 de julio de 2006, Nuclenor presentó en el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio la solicitud para la renovación de la Autorización de Explotación de la central nuclear de Santa María de Garoña por un nuevo periodo de diez años.

Tabla 5. *Autorizaciones de Explotación*

Central nuclear	Fecha de autorización actual	Plazo de validez
Sta. María de Garoña	5-07-1999	10 años
Almaraz I	8-06-2000	10 años
Almaraz II	8-06-2000	10 años
Ascó I	1-10-2001	10 años
Ascó II	1-10-2001	10 años
Cofrentes	19-03-2001	10 años
Vandellós II	14-07-2000	10 años
Trillo	16-11-2004	10 años

El periodo de funcionamiento de una central nuclear no tiene un plazo fijo. Las Autorizaciones de Explotación se renuevan periódicamente tras la

evaluación del Consejo de Seguridad Nuclear y la aprobación del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. En la actualidad, la tendencia es conceder las autorizaciones por 10 años.

3.6. Paradas de recarga

La parada de recarga es el periodo de tiempo que la central aprovecha para desarrollar el conjunto de actividades necesarias para la renovación del combustible nuclear. Tiene una duración media de 30 días. En función de las características de cada central, el ciclo de operación, es decir, el tiempo entre cada parada de recarga, es habitualmente de 12, 18 o 24 meses. En la parada de recarga también se llevan a cabo las actividades de mantenimiento preventivo y correctivo de todos los sistemas, componentes, estructuras e instalaciones de la central.

Las paradas de recarga de las centrales nucleares españolas llevadas a cabo durante el año 2007 y las próximas previstas se resumen en la tabla siguiente:

Tabla 6. Paradas de recarga de las centrales nucleares

Central nuclear	2007	Próxima prevista
Sta. María de Garoña	18 febrero a 24 marzo	febrero 2009
Almaraz I	—	abril 2008
Almaraz II	14 octubre a 29 noviembre	abril 2009
Ascó I	26 octubre a 1 diciembre	abril 2009
Ascó II	23 marzo a 2 mayo	octubre 2008
Cofrentes	29 abril a 30 julio	mayo 2009
Vandellós II	27 abril a 9 septiembre	enero 2009
Trillo	25 mayo a 25 junio	junio 2008

4. ANÁLISIS ECONÓMICO DE UN PROYECTO DE AMPLIACIÓN DE LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA NUCLEAR EN ESPAÑA

El Foro de la Industria Nuclear Española ha realizado un estudio para analizar las características de un proyecto de construcción de centrales nucleares en España que supondría el aumento del actual parque de generación eléctrica en 11.000 mW. A partir de aquí, el estudio estima, por un lado, el efecto de este proyecto sobre la economía española, lo que se lleva a cabo a través del análisis de los impactos, directos, indirectos e inducidos, de la inversión necesaria para el desarrollo del proyecto. Y, en segundo lugar, estudia el efecto, también de orden económico, de la reducción de emisiones de CO₂ a la atmósfera al considerar que la generación eléctrica derivada de la puesta en operación de este proyecto

sustituye a la producción que se habría generado con otras fuentes, en concreto gas y carbón, cuya combustión emite mucho más volumen de este gas de efecto invernadero.

Para definir las características del proyecto y su adecuación al sistema eléctrico español, se parte de la base de que la electricidad generada por reactores nucleares tiene un peso, para el conjunto mundial, que se sitúa en torno al 17% de la generación anual total de electricidad. Esta cifra se supera en muchos de los países desarrollados, en concreto, en la Unión Europea donde la energía eléctrica de origen nuclear abastece en torno a un tercio de la demanda. En España hay actualmente en funcionamiento un total de ocho centrales nucleares que suman 7.727,8 MW de potencia, que proporcionan cerca del 20% de las necesidades eléctricas del país.

En este contexto es donde se plantea el proyecto consistente en la construcción progresiva de varios reactores en España que permita, en el año 2030, la generación de una tercera parte del total de la energía eléctrica con tecnología nuclear. Este proyecto, formulado a modo de hipótesis de trabajo, es factible, adecuado y realizable en el sistema eléctrico español. Para este, la hipótesis ofrece claras ventajas no sólo en cuanto a los efectos ambientales positivos, sino también en cuanto a una mayor seguridad de suministro y menor dependencia de combustibles externos. En boca de la Comisión Europea, los retos a los que actualmente deben enfrentarse todos los Estados miembros en política energética son el cambio climático, el aumento de la dependencia de las importaciones y los elevados precios de la energía; por ello, destaca que *la energía nuclear desempeña un importante papel en el mix energético*.

Otro asunto relevante, que atañe a la hipótesis planteada, se refiere a la dinámica de la competitividad relativa de la electricidad generada por centrales nucleares. En este estudio no se profundiza en tal cuestión, toda vez que la competitividad de la generación nuclear dependerá en el futuro de muchas variables de difícil determinación (tipo de interés, subvenciones, precio de los derechos de emisión, costes de inversión y de combustible de otras alternativas, principalmente el gas y el carbón, etc.). Por otro lado, en el orden interno, el coste de generación nuclear ha estado condicionado por el elevado peso de la inversión en las centrales (extensión de los periodos de licenciamiento y construcción de las centrales), lo que ha significado una carga financiera elevada para el precio final de la electricidad producida por esta tecnología. Sin entrar en el detalle cuantitativo de la cuestión, el informe entiende que los cambios que se auguran para un futuro inmediato pueden modificar sustancialmente tanto las condiciones relativas externas como las internas, al compás de la significativa innovación que se está produciendo en las tecnologías nucleares.

Con el fin de analizar algunos de los efectos más significativos de esta hipótesis, se llevan a cabo dos tipos de estimaciones. Una primera, para evaluar los efectos económicos inmediatos de la construcción del pro-

yecto. Y otra segunda, para conocer el impacto económico del proyecto derivado del ahorro de emisiones de gases de efecto invernadero, en concreto de CO₂, a causa del aumento del peso relativo de la generación eléctrica nuclear, sustituyendo otras tecnologías con fuertes niveles de emisión de estos gases por combustión.

Para realizar la primera estimación se supone un coste de inversión (es decir, sin incluir *intereses intercalarios* ni una asignación de *overhead costs*), en euros corrientes, de 3.000 millones por cada grupo de 1.000 MW. En consecuencia, el coste corriente total del plan de construcción es de 33.000 millones de euros, que, en términos actualizados a 31 de diciembre de 2007, resultarían en 24.150 millones de euros (descontados al 2,5%). El componente nacional del programa de construcción nuclear sería superior al 60%.

Tras el análisis subsiguiente, a través de un modelo de tipo *input-output*, se concluye que el impacto directo sobre el PIB (en el periodo 2009-2029) para un programa de inversión de 19.415 millones de euros en términos corrientes, y de 14.257 millones de euros a precios constantes, supone un aumento del valor de la producción nacional que alcanzaría cifras superiores a los 23.000 euros, es decir, algo más del 3% del PIB español del año 2004, de los cuales el 54% correspondería a efectos directos, mientras que el 46% restante se produciría como consecuencia de las interacciones sectoriales o efectos multiplicadores.

Los efectos totales sobre el PIB y el empleo se situarían en torno al 0,04% anual, es decir, unos 450 millones de valor añadido y unos 7.000 puestos de trabajo, mientras que, de forma acumulada para todo el periodo considerado, se superarían los 9.000 millones de euros de PIB y los 145.000 trabajadores/año, como efecto de la construcción de los citados 11.000 MW nucleares.

Adicionalmente, los efectos inducidos, por la generación de rentas derivada de la creación de empleo, ascenderían anualmente un 0,04% del PIB, y sobre el empleo supondrían algo más de 1.000 puestos de trabajo por año, un 0,05% del empleo medio del año. Para el conjunto del periodo los efectos inducidos alcanzarían unos 1.440 millones de euros y alrededor de 24.000 empleos/año. En conjunto, el proyecto generaría el 0,43% del PIB y el 0,38% de los puestos de trabajo/año de todo el periodo.

Una cuestión de singular trascendencia, relacionada con el proyecto planteado, de difícil estimación dado el instrumental estadístico disponible, estaría en relación con los efectos inducidos en el terreno del desarrollo y la innovación tecnológica, tanto en el capítulo de investigación y desarrollo de equipos y sistemas nucleares —extrapolable a otros sectores productivos— como en el de *know-how*, en definitiva de mejora del capital humano.

La segunda estimación mide el ahorro económico derivado de las nulas emisiones de la tecnología nuclear respecto a las tecnologías de carbón

y gas. Se llega a la conclusión de que a lo largo de los años considerados en el proyecto (desde la puesta en funcionamiento de los primeros reactores nucleares, 2018, hasta el año 2030) se produciría un ahorro de gastos situados en una horquilla que puede oscilar entre los casi 3.500 y los 21.000 millones de euros (a precios de 2008), según sea el precio establecido para las emisiones de CO₂ y la tecnología sustituida en la generación eléctrica; lo que significaría, en el último supuesto, más de medio punto porcentual de PIB de cada año, como media. Económicamente, el ahorro obtenido por la disminución de emisiones podría ser superior al valor añadido con la construcción de las centrales nucleares incluidas en el proyecto.

En síntesis, el proyecto de construcción de centrales nucleares con una potencia instalada de 11.000 MW, a lo largo del periodo 2009-2030, coherente con los porcentajes de generación eléctrica de origen nuclear de países de peso significativo de la UE-27, supondría la creación de valor añadido por un monto superior a los 10.000 millones de euros (a precios constantes de 2008); la creación de unos 172.000 empleos/año, directos, indirectos e inducidos, y el ahorro de una cuantía importante de emisiones de CO₂, cuyo valor se estima entre unos 3.500 y unos 21.000 millones de euros, según los supuestos considerados. Contribuyendo, además, al logro del objetivo estratégico de mejorar la seguridad del suministro eléctrico en España.

5. CONCLUSIONES

La industria nuclear ha producido efectos positivos en nuestro país. El más relevante ha sido la creación de un ciclo de negocio en el que se ha generado una cifra altísima de kWh, se ha ahorrado la emisión de una gran cantidad de CO₂ y se ha evitado la importación de decenas de millones de toneladas de combustibles fósiles. Adicionalmente, la tecnología nuclear ha estimulado y propiciado la adquisición de un enorme bagaje científico-técnico que ha sido y es crucial en la ingeniería energética del país, habiendo sido pieza clave en la consolidación de una ingeniería energética de primera clase en España, que, con sus diversificaciones y actualizaciones adecuadas, ha sido y va a seguir siendo un pilar fundamental del desarrollo socioeconómico español.

La industria nuclear va a continuar la explotación de las centrales nucleares actualmente en servicio. Para ello se encuentra específicamente bien dotada, y se trata de prolongar las pautas de actualización y mejora continua que constituyen la base de la filosofía de actuación en nuestro parque de centrales nucleares, que podría denominarse de «operación a largo plazo». Ello incluye la posibilidad de sobrepotenciación y mejora de prestaciones de algunas unidades, así como inversiones continuadas en seguridad y operabilidad.

Las centrales nucleares españolas han funcionado durante los últimos decenios con un comportamiento excelente, ocupando muchas veces

los primeros puestos en la lista de las centrales mundiales de mejor rendimiento. Ocupan un lugar insustituible en la cesta de energías que surten el mercado español, y constituyen un recurso importante en la lucha contra el calentamiento global.

Aunque la postura oficial es aún la de reducir paulatinamente la participación nuclear, se están alzando voces que defienden el aumento de dicha contribución como indispensable para enfrentarse a los retos del calentamiento global y a la inseguridad de los suministros de combustible, a costes razonables. Entre ellos pueden citarse la patronal empresarial CEOE, los líderes sindicales de UGT y Comisiones Obreras, las Cámaras de Comercio, el Círculo de Empresarios, el Club de la Energía, dirigentes socialistas de primera hora, profesionales de la enseñanza y empresas eléctricas.

En los últimos años se ha incorporado a la red un número importante de centrales de gas de ciclo combinado, de coste variable alto (el precio del gas prácticamente se ha duplicado en el último año), pero de instalación rápida y barata y gran flexibilidad de funcionamiento, que las hace aptas para el suministro de las puntas y para las horas llanas que no puedan ser atendidas por las otras. En todo caso, la base y las horas llanas deberían atenderse en lo posible con energías de costes variables más baratos, como las nucleares, las renovables y el carbón. Con este criterio general, los distintos tipos de energía que deben contribuir a la cesta energética del país tienen condicionantes técnicos, económicos e incluso sociales, a medio y largo plazo, que han de tenerse en cuenta al planificar el lugar que deben ocupar en el suministro de la red.

El Foro de la Industria Nuclear Española ha propuesto, en la línea de las opiniones citadas y a la vista de la situación futura, la operación a largo plazo de las centrales nucleares actuales y la construcción de 11.000 MWe nucleares adicionales en los próximos años hasta 2030, para alcanzar de nuevo un porcentaje entre el 30% y el 40% de la producción eléctrica total anual, frente al 20% actual.

El país dispone de la infraestructura necesaria, la capacidad técnica, los recursos financieros y la voluntad de las empresas en el empeño común de proporcionar a los españoles una energía eléctrica fiable, barata y sostenible, con respeto al medio ambiente y seguridad para los ciudadanos. Los poderes públicos tienen también los instrumentos para controlar que se cumplan normas y requisitos. Deben, sin embargo, garantizar que la normativa y el régimen de regulación tengan en el tiempo la continuidad necesaria para que los agentes comprometan los recursos necesarios sin temor a cambios sustanciales en las reglas del juego. La industria nuclear está preparada para hacer frente a las necesidades de este ambicioso, pero necesario y posible, plan de construcciones y servicios, de tal manera que la energía nuclear represente una opción indispensable ante el panorama energético futuro a corto, medio y largo plazo.

