

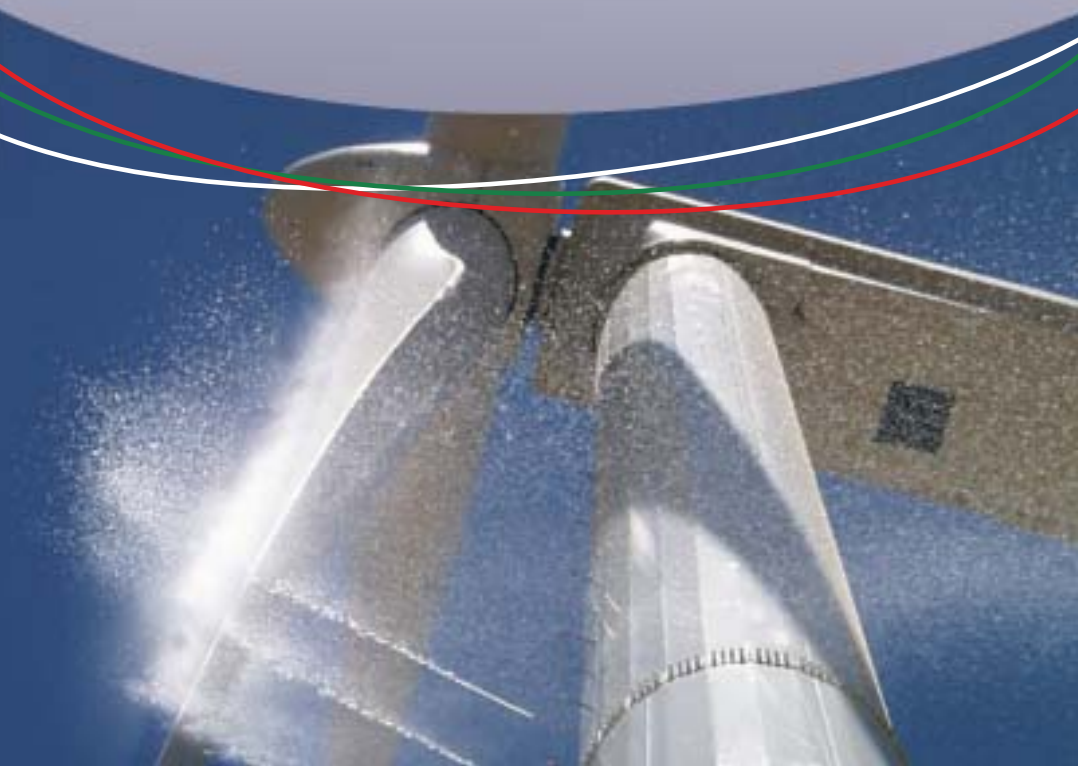


Madrid **Ahora** con Energía



Comunidad de Madrid

Guía Básica de la Generación Distribuida



Guía Básica de la Generación Distribuida

Depósito Legal: M-23400-2007
Diseño e Impresión: Gráficas Elisa, S.A.

PRÓLOGO

La energía se ha convertido en uno de los pilares que soportan el desarrollo de la sociedad actual, por lo que su disponibilidad y buen uso son ya una pieza clave a la hora de determinar el éxito o el fracaso de las economías mundiales. Muy a pesar del mundo occidental, los años de energía barata y aparentemente infinita que se dieron durante gran parte del siglo XX han quedado definitivamente atrás. El nuevo siglo XXI ha dado paso a una época en la que las reservas probadas de petróleo y gas natural han dejado de aumentar año a año y el horizonte del 2050 para el primero de estos productos y 2075 para el segundo, se baraja ya como una posibilidad real para el agotamiento total de este tipo de recursos.

A estos hechos se suma, además, la creciente conciencia del poder que representa para algunos de los países productores el tener en sus manos la llave del suministro de las principales potencias mundiales y la aparentemente incontrolable inestabilidad de Oriente Medio, donde a los tradicionales conflictos árabe-israelíes se han sumado en la última década la guerra de Irak y la actual crisis iraní.

Todos estos factores, así como la incorporación de enormes superpotencias como China al mercado energético, han dado como resultado una sucesión aparentemente interminable de mini-crisis del petróleo y la consiguiente tendencia alcista de los precios del gas natural, que por razones históricas suele ligar en cierta medida su precio al de este otro combustible.

Como consecuencia de lo anterior y ante la enorme dependencia tanto de la Unión Europea como, en particular, de España, que importa cerca de un 85 % de sus necesidades energéticas, la energía ha pasado a ser una prioridad para la Comisión Europea y para el Gobierno de España.

Las líneas para poder enfocar este problema son comunes para ambas instituciones y están intentando ponerse en marcha desde hace más de dos décadas: fomentar la investigación y uso de las energías renovables e impulsar las medidas de ahorro y eficiencia energética.

En este contexto europeo y nacional se encuentra la Comunidad de Madrid, que es una de las regiones que más energía consume de todo el territorio nacional. Tanto es así que, a pesar de que apenas ocupa un 1,6 % del territorio español, consume más del 10 % de toda la energía que se utiliza en España.

Para agravar aún más esta situación, esta región presenta una singularidad energética que no se da en muchos otros sitios de España, ya que no produce ni el 3 % de la enorme cantidad de energía que consume y, además, cada año incrementa este consumo en un porcentaje superior al 5 %.

Ante esta circunstancia, el Gobierno Regional presentó en marzo de 2005 el Plan Energético de la Comunidad de Madrid 2004-2012, documento en el que fija los grandes ejes en los que se han de encuadrar las actuaciones en materia energética para los próximos años, siendo éstos los siguientes:

- a) Adecuar la oferta de productos energéticos a la cobertura de necesidades, mejorando la fiabilidad del suministro de electricidad, gas e hidrocarburos;
- b) Fomentar la energía generada por fuentes renovables y respetuosas con el medio ambiente, duplicando su aportación al balance energético regional en el año 2012;
- c) Mejorar la eficiencia de uso de los productos energéticos, propiciando el ahorro en su empleo mediante la propuesta de medidas, tanto de carácter horizontal, como de incidencia directa sectorial, reduciendo el consumo energético un 10 % en el año 2012; y
- d) Minimizar el impacto ambiental de nuestro consumo energético, contribuyendo a la reducción de las emisiones de CO₂ energético, reduciendo un 10 % las emisiones procedentes del consumo energético en el año 2012.

La consecución de las metas fijadas exige no sólo la adopción de medidas legislativas o la puesta en marcha de líneas de ayuda por parte del Ejecutivo Regional sino también la adopción de medidas imaginativas y a veces poco populares como pueden ser, por ejemplo, incrementar el número de centros de producción de energía eléctrica de la región, acercando éstos a los núcleos de consumo con objeto de minimizar las pérdidas producidas en el transporte de la misma (sistema de producción de energía comúnmente conocido como generación distribuida).

La presente publicación pretende, por tanto, introducir a los ciudadanos y empresas madrileñas en los principios básicos en los que se sustenta esta nueva filosofía de diseño del sistema eléctrico con el fin de mostrarles sus fortalezas y puntos débiles, y fomentar un mayor conocimiento de la población sobre las tecnologías disponibles para materializarla, lo que sin duda contribuirá a mitigar, en cierta medida, los celos hasta ahora existentes.

Este trabajo ha sido realizado por iniciativa de la Dirección General de Industria, Energía y Minas de la Comunidad de Madrid, habiendo sido encomendada su elaboración técnica a LBEIN TECNALIA.

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	7
2. ¿QUÉ ES LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA?	9
3. ANÁLISIS DE SISTEMAS PARA LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA	11
3.1. Tecnologías de generación	11
3.1.1. Motor alternativo	13
3.1.2. Turbina de gas	15
3.1.3. Mini-hidráulica	16
3.1.4. Eólica	18
3.1.5. Solar térmica	19
3.1.6. Solar fotovoltaica	22
3.1.7. Residuos sólidos urbanos	26
3.1.8. Biomasa	28
3.1.9. Microturbinas	32
3.1.10. Pilas de combustible	33
3.1.11. Tecnologías emergentes	35
3.2. Sistemas de almacenamiento energético	39
3.3. Sistemas de interconexión a la red	42
3.3.1. Arquitecturas y componentes	42
3.3.2. Legislación, requisitos y recomendaciones para la interconexión	44
4. FACTORES FACILITADORES Y BARRERAS PARA EL DESARROLLO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA	45
4.1. Factores facilitadores	45
4.2. Barreras	48
5. ASPECTOS MEDIOAMBIENTALES	50
6. MARCO REGULATORIO EN ESPAÑA: TARIFAS E INCENTIVOS	53
7. FINANCIACIÓN DE PROYECTOS	57
8. TENDENCIAS Y RETOS DE FUTURO	60
9. DIRECCIONES DE INTERÉS	63
10. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	64

1

INTRODUCCIÓN



La electricidad representa, actualmente, la forma más útil de energía, estando presente en todos los sectores de la sociedad gracias a su gran variedad de aplicaciones, que van desde el alumbrado, calefacción o ventilación, hasta el campo de las telecomunicaciones, tecnologías de la información, procesos industriales, etc.

El objetivo de un sistema de potencia es suministrar electricidad a todos los consumidores conectados a la red, en cualquier instante y con la capacidad necesaria para cubrir las puntas de demanda. Asimismo, la energía eléctrica debe cumplir unos estrictos requisitos de calidad que garanticen la estabilidad del nivel de tensión y la continuidad del servicio.

A partir de los incipientes años 20, la capacidad de los centros de producción de energía eléctrica comenzó una escalada aparentemente imparable, experimentando un crecimiento espectacular a partir de la década de los 50. Así, se pasó de una potencia máxima instalada por unidad en el entorno de 150 MW y potencias medias de unas decenas de MW, a unidades que alcanzan y superan con facilidad los 1.000 MW con potencias medias próximas a los 500 MW a comienzos de los 70.

No obstante, esta línea de imparable crecimiento en la capacidad de generación de las centrales eléctricas no ha sido constante ni ha estado exenta de debates técnicos o políticos a lo largo de los últimos noventa años, y de hecho, sufrió un significativo retroceso durante los años 70, a raíz de la crisis del petróleo. Posteriormente, esta nueva tendencia a la reducción de la potencia media de las unidades de generación se reafirmó a lo largo de la década de los 90, durante la cual se llegaron a alcanzar niveles de potencia máxima instalada por unidades similares a los de los años 40.

En la actualidad, el desarrollo tecnológico y la progresiva implantación de nuevas fuentes de micro y mini generación, unidos a los procesos de liberalización del mercado eléctrico en los países desarrollados y los condicionantes de respeto al medio ambiente, hacen que no sea esperable una nueva inversión de esta tendencia en la entrada del nuevo siglo.

No obstante lo anterior, a pesar de este cambio de filosofía de funcionamiento, hoy en día la mayor parte de la potencia eléctrica consumida en el mundo es producida en grandes instalaciones centralizadas, en las cuales fuentes de energía diversas son



transformadas en energía eléctrica para su posterior transporte a largas distancias hacia los consumidores finales.

La mayoría de las plantas de generación se encuentran situadas a grandes distancias de los centros de consumo. Por ello, es necesario dotar al sistema de una compleja infraestructura que permita transportar la energía y hacerla llegar a los usuarios en óptimas condiciones para su consumo.

Frente a este modelo tradicional, implantado en las últimas décadas, surge un modelo alternativo en el que la generación de energía se acerca al consumidor, tanto física como virtualmente. Nace así la denominada Generación Distribuida. La complementariedad entre ambos modelos será la base para el desarrollo de los futuros sistemas eléctricos de potencia.

Esta publicación se ha elaborado con el ánimo de servir como guía básica para entender qué es la generación distribuida y cuáles son los diferentes sistemas relacionados con ella. En una segunda parte, se realiza un repaso a los diferentes factores que influyen en su desarrollo y, por último, se reseña brevemente cuáles son las principales tendencias de futuro.

2 ¿QUÉ ES LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA?



No existe consenso, a nivel mundial ni europeo, sobre qué es exactamente la Generación Distribuida (GD), puesto que son múltiples los factores que afectan a su definición: tecnologías empleadas, límite de potencia, conexión a red, etc.

El DPCA (*Distribution Power Coalition of América*) la define como, cualquier tecnología de generación a pequeña escala que proporciona electricidad en puntos más cercanos al consumidor que la generación centralizada y que se puede conectar directamente al consumidor o a la red de transporte o distribución. Por otro lado, la Agencia Internacional de la Energía (IEA, *International Energy Agency*) considera como GD, únicamente, la que se conecta a la red de distribución en baja tensión y la asocia a tecnologías como los motores, mini- y microturbinas, pilas de combustible y energía solar fotovoltaica.



Figura 1. Ejemplo de aplicación de GD en un sistema eléctrico.
Cortesía de LABEIN-TECNALIA.



Se trata pues de un campo de actuación en el que se intentan aprovechar algunas nuevas tecnologías para acercar la producción de energía, electricidad y calor, al consumidor. Su definición se basa en la generación de energía cerca del punto de consumo, pero no implica el uso de una tecnología en particular.

Asimismo, existe una cierta disparidad de criterios a la hora de establecer el límite de potencia para la GD. El Departamento de Energía (DOE) de Estados Unidos establece unos límites que van desde 1 kW hasta decenas de MW. En España, el Régimen Especial contempla un límite máximo de potencia de 50 MW. EscoVale Consultancy, prestigiosa consultoría del Reino Unido, amplía el rango de potencias hasta 100 MW, limitando a 10 MW la potencia máxima para instalaciones basadas en fuentes de energía renovable.

Considerando diversos rangos de potencia se habla de microgeneración-para instalaciones de potencia inferior a 5 kW-, minigeneración -entre 5 kW y 5 MW- y generación de media y gran escala para sistemas cuya potencia esté entre 5 y 50 MW y 50-100 MW respectivamente.

Las aplicaciones de la GD van desde la generación en base, generación en punta, cogeneración, hasta la mejora de la calidad de suministro, respaldo y soporte a la red de transporte y distribución. Ninguna tecnología abarca todo el rango de beneficios por sí misma, sino que cada una se ajusta mejor a unas aplicaciones que a otras.

En esta guía, se tratará la GD como generación en unidades modulares relativamente pequeñas (en general, inferiores a 10 MW) situadas cerca de los emplazamientos del consumo.

3 ANÁLISIS DE SISTEMAS PARA LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA



Este capítulo pretende dar una visión general de los aspectos tecnológicos que caracterizan hoy en día el desarrollo de cada una de las tecnologías de GD, así como otros aspectos importantes relacionados, como son los sistemas de almacenamiento e interconexión.

Tabla I. Sistemas de Generación Distribuida

TECNOLOGÍAS DE GD	Maduras	Motor alternativo Turbina de gas Minihidráulica Eólica Solar térmica Fotovoltaica Residuos
	Semi-maduras	Biomasa Microturbina Pila de combustible
	Emergentes	Marina Geotérmica
SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO	Maduras	Bombeo Batería
	Semi-maduras	Térmico Volante Aire a presión
	Emergentes	Hidrógeno SMES Ultracapacidades
SISTEMAS DE INTERCONEXIÓN		

3.1. TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN

Se presenta a continuación una descripción de las tecnologías de generación que existen en la actualidad, ordenadas teniendo en cuenta su madurez y grado de penetración en el mercado, de mayor a menor. También es importante resaltar



que, si bien algunas de las tecnologías se utilizan principalmente para generación a gran escala, se dan casos en que su aprovechamiento a pequeña escala puede ser una solución viable.

En función de la energía primaria que utilicen, estas tecnologías se pueden clasificar en dos grandes categorías: GD no renovable y GD renovable.

El primer grupo comprende aquellas tecnologías que utilizan como energía primaria combustibles fósiles: motores alternativos, turbinas de gas, pilas de combustible y micro turbinas.

La Tabla 2, muestra un resumen de las características más importantes de las tecnologías de generación consideradas maduras y semi-maduras (Fuentes: [26], [27], [31]).

Tabla 2. Tecnologías de generación.

Tecnologías	Energía primaria	Potencia (MW)	Rendimiento eléctrico ¹ (%)	Coste inversión ² (€/kW)	Disponibilidad comercial
Motor alternativo	Gas natural, diesel, biogás, propano	0,08-20	28-42 % (gas natural) 30-50 % (diesel) 80-85 % (cogeneración)	500-900	Actual
Turbina de gas	Gas natural, biogás, propano	0,25-500	25-60 % 70-90 % (cogeneración)	600-1400 (CHP)	Actual
Minihidráulica	Agua	0,01-10	80-90 %	1000-1800	Actual
Eólica	Viento	0,005-5	43 %	1100-1700	Actual
Solar térmica³	Sol	0,0002-200	13-21 %	3500-8000	Actual
Fotovoltaica	Sol	< 0,001-0,1	14 %	5000-7000	Actual
Biomasa	Biomasa		32 %	1500-2500	Actual
Microturbina	Gas natural, hidrógeno, propano, diesel, biogás	0,025-0,4	25-30 % Hasta 85 % (cogeneración)	900-2000	Actual (limitada)

1 Se considera como rendimiento eléctrico la relación entre energía eléctrica que se genera y la energía primaria aportada. Esta magnitud tiene más relevancia a la hora de comparar tecnologías de generación en las que la energía primaria aportada no sea renovable. Es por ello, que las tecnologías renovables se han marcado con letra cursiva.

2 Datos de 2004 (conversión 1€ = 1,3666 \$) y 2005.

3 Dentro de la tecnología solar térmica se han considerado todos los tipos de sistemas existentes en la actualidad, incluyendo los más experimentales. Esto da lugar a amplios rangos potencias, rendimientos y costes de inversión (de hasta 8.000 €/kW).

Tecnologías	Energía primaria	Potencia (MW)	Rendimiento eléctrico ¹ (%)	Coste inversión ² (€/kW)	Disponibilidad comercial
Pila de Combustible	Gas natural, metano, propano, hidrógeno	1 kW – 11 MW	35-65 % Hasta 85% (cogeneración)	2500-3700	Algunas ya disponibles (PAFC, MCFC, PEMFC, SOFC)

La Figura 2 compara los costes mínimos de inversión y los rendimientos eléctricos medios de las tecnologías de GD más desarrolladas y de los ciclos combinados de gas y las centrales nucleares, que no entran en la categoría de GD, pero permiten comparar la GD con la generación centralizada.

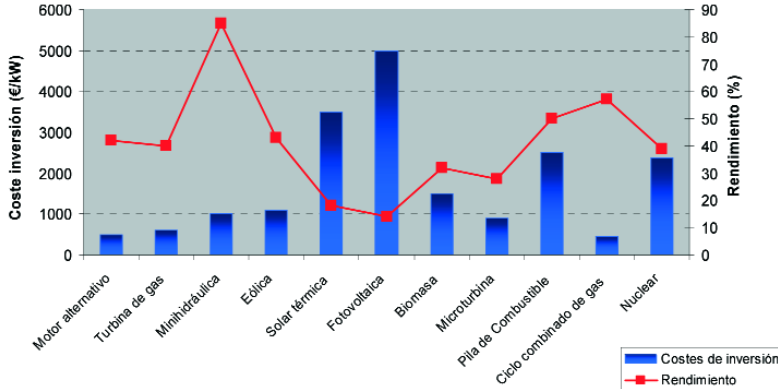


Figura 2. Comparativa de costes de inversión y rendimientos eléctricos para las diferentes tecnologías de generación.

Asimismo, algunas de estas tecnologías se utilizan para la obtención simultánea de electricidad y calor -en forma de agua caliente, vapor, aire caliente- (cogeneración) o calor, frío y electricidad (trigeneración). Las tecnologías más utilizadas para cogeneración son los motores alternativos, las turbinas de gas, las micro turbinas y las pilas de combustible. También se utilizan turbinas de vapor, aunque en menor medida.

3.1.1. MOTOR ALTERNATIVO

Los motores alternativos de combustión interna son motores térmicos en los que los gases resultantes de un proceso de combustión empujan un émbolo o pistón que se desplaza en el interior de un cilindro haciendo girar un cigüeñal y obteniendo un movimiento de rotación. Se emplean principalmente en plantas de cogeneración en sectores tan diversos como el agroalimentario, construcción, pasta y papel o textil.



Figura 3. Motor diesel de Guascor. Fuente: Guascor





Poseen una mayor flexibilidad ante variaciones de carga que las turbinas de gas y son capaces, en función de su diseño, de utilizar diversos combustibles como energía primaria. El más empleado es el gas natural.

Estos motores se pueden clasificar en función de diferentes aspectos. En función del encendido, se distinguen el Motor Otto, o de encendido provocado, en el que la combustión se inicia mediante una chispa y el Motor Diesel, o de encendido por compresión, de rendimiento superior por aprovechar mejor el combustible.

En función del ciclo, los motores pueden funcionar en cuatro (cuatro carreras del émbolo y dos vueltas del cigüeñal) o dos (dos carreras del émbolo y una vuelta del cigüeñal) tiempos.

En cuanto a la refrigeración, el fluido refrigerante podrá ser un líquido, normalmente agua, evacuando el calor en un radiador; o el aire, utilizando un ventilador, que será de aplicación sobre todo en motores de pequeña potencia.

El 75 % de las plantas de cogeneración existentes en España (según datos de 2004) utilizan motores alternativos, de los cuales, la gran mayoría (70 %), son de gas natural y el 28 % diesel. En muy pocas ocasiones se utilizan combinaciones: motor diesel-motor de gas natural, motor de gas-turbina de vapor, motor diesel-turbina de vapor.

Existen, pues, numerosos ejemplos de instalaciones de este tipo. En la Universidad de Santiago de Compostela, se ha puesto en funcionamiento un "anillo de cogeneración" de 3,1 MW formado por 10 módulos de cogeneración por gas natural (equipos motor-alternador) que abastecen de energía térmica y eléctrica a tres Facultades y otras dependencias de la universidad. Emplea para ello motores de gas Guascor de 310 kW y un sistema de recuperación de calor.



Figura 4. Equipos de generación de la Universidad de Santiago de Compostela.
Cortesía de InfoPower. Nº 59. Septiembre 2003.

Por otro lado, el Hospital Central de Defensa de Madrid dispone de una instalación de cogeneración con motor de gas, de 6 MW de potencia, que suministra energía eléctrica y térmica a las instalaciones del hospital, que cuenta con más de 2.000 camas hospitalarias.

La planta permite disminuir los costes energéticos del hospital y aumentar la fiabilidad y garantía del suministro, al tiempo que éste se beneficia de las ventajas medioambientales

que aporta el uso del gas natural como combustible. Incluye también un grupo frigorífico de absorción de 2.200 kW de potencia que complementa las necesidades de frío del hospital con un coste eléctrico prácticamente nulo.

3.1.2. TURBINA DE GAS

La turbina de gas es una máquina térmica que desarrolla trabajo al expandir un gas. El aire comprimido se mezcla con combustible y se quema bajo condiciones de presión constante.

Básicamente, se compone de un compresor, la cámara de combustión y la turbina de gas propiamente dicha. Se pueden utilizar en varias configuraciones: ciclo simple (que es una turbina produciendo sólo electricidad), cogeneración (en la que se añade a la turbina de ciclo simple un recuperador de calor que permite obtener vapor o agua caliente del calor de los gases de escape) y ciclo combinado turbina de gas-turbina de vapor (añadiendo una turbina de vapor que aprovecha el calor recuperado para obtener más energía eléctrica).

El tamaño de las turbinas varía entre 0,25-500 MW, con algunas aplicaciones comerciales entre 1 y 2 MW, y su eficiencia ronda el 40 %, en ciclo simple; entre el 40-60 %, en ciclo combinado; y entre el 70-90 %, en cogeneración.

La configuración de ciclo simple es la más común en instalaciones de menos de 40 MW. Por otro lado, la cogeneración es una aplicación muy apropiada para consumidores con demandas eléctricas por encima de los 5 MW y se utiliza frecuentemente en sistemas de "district heating" o "calefacción colectiva" que son redes de distribución de calor.

En 2004, más del 17 % de las plantas de cogeneración en España eran de turbina de gas.

Se pueden encontrar ejemplos de utilización de turbina de gas a pequeña escala en Galicia y el País Vasco. En la factoría de Leche Pascual de Otero de Rey (Lugo) se encuentra en funcionamiento una planta de cogeneración con turbina de gas y caldera de recuperación de gases de 4,6 MW y en la fábrica de Papelera del Oria en Zizurkil (Guipúzcoa) disponen de una planta de cogeneración en ciclo combinado de contrapresión de 9,25 MW. Esta última está compuesta por dos turbinas de gas, dos generadores de vapor con post-combustión y una turbina de vapor, abasteciendo con gran eficiencia tanto la demanda térmica como la demanda eléctrica de la fábrica.

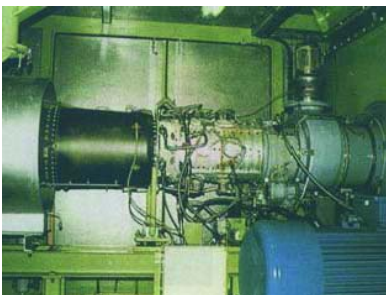


Figura 5. Turbina de gas de 4,6 MW. Leche Pascual.



Figura 6. Turbina de gas de 3,8 MW. Papelera del Oria.



3.1.3. MINI-HIDRÁULICA

El fundamento básico de este tipo de generación consiste en el aprovechamiento de la energía potencial del agua, almacenada en un embalse o procedente de un río, para producir energía eléctrica. La energía potencial del agua se transforma en energía cinética en su camino descendiente por las tuberías forzadas. A continuación, se transforma la energía cinética en energía de presión, energía mecánica y, finalmente, en energía eléctrica.

Dentro de este tipo de generación, únicamente se consideran como GD las llamadas centrales mini-hidráulicas, es decir, aquellas cuya potencia máxima instalada no supera los 10 MW, definiéndose la potencia de la instalación como el producto del caudal por el salto. Los caudales pueden variar desde 0,4 hasta 200 m³/s y los saltos desde 3 hasta 250 m, empleándose, en cada caso, la turbina más apropiada. Asimismo, entre la toma de agua y el punto en el que se restituye de nuevo al cauce no suele haber más de un kilómetro.

Las centrales mini-hidráulicas para generación eléctrica pueden ser de dos tipos:

- Central de agua fluyente o en derivación: son aquellas en las que parte del agua del río se desvía de su cauce por medio de un azud y de uno o varios canales, siendo devuelta al río aguas abajo. En este tipo de centrales, el caudal del agua varía durante el año, en función del régimen hidrológico del curso de agua.
- Central de embalse o de regulación: en este caso, se construye una presa en el cauce del río formándose un embalse en el que se almacena agua. Puede estar situada a pie de presa o más alejada para mejorar el salto (mixta).

Los elementos básicos de una central mini-hidráulica no difieren de los empleados en una central hidráulica de gran potencia. El elemento diferenciador de una central hidráulica lo constituye la turbina, que puede ser de acción (Pelton), en las que la energía de presión del agua se transforma íntegramente en energía cinética en la parte fija (inyector), o de reacción (Francis, Kaplan), en las que la transformación en energía cinética se produce tanto en la parte fija (caracol, distribuidor) como en la móvil (rodete).

La Figura 7 muestra el rango de saltos y caudales para el óptimo aprovechamiento energético de cada tipo de turbina. La turbina Pelton se emplea generalmente en centrales con grandes saltos; la Francis, en centrales con saltos comprendidos entre 30 y 550 metros; y la Kaplan, con saltos pequeños (por debajo de 70 metros) y grandes caudales.

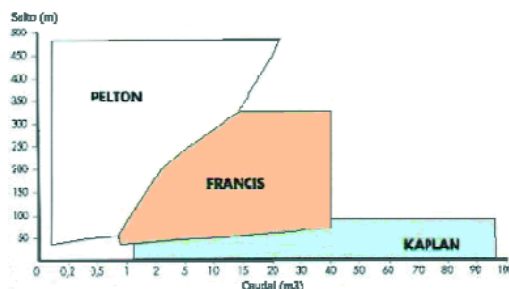


Figura 7. Saltos y caudales óptimos según el tipo de turbina.

A continuación se muestra la potencia de mini-hidráulica instalada en España y los objetivos fijados por el Plan de Energías Renovables 2005-2010 para el año 2010.

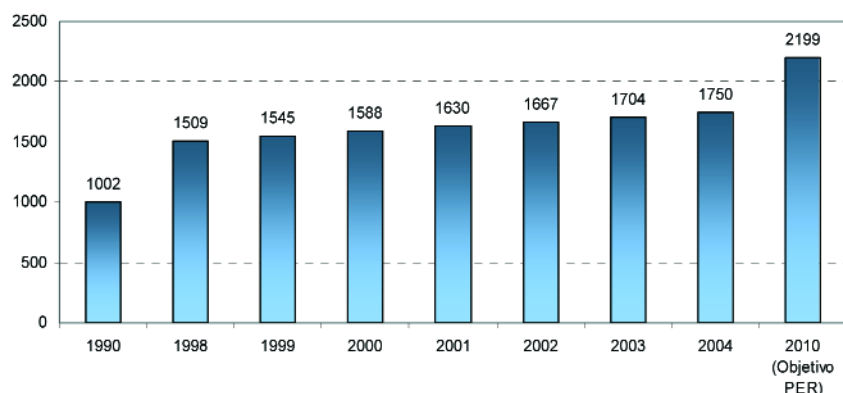


Figura 8. Potencia mini-hidráulica instalada en España (MW, según datos de 2004). Fuente: IDAE.

En 2004, existían 1.183 centrales minihidráulicas en España. Concretamente, en la Comunidad de Madrid, existen en la actualidad siete minicentrales, dos de ellas (las centrales de Navallar y Torrelaguna) de agua fluyente y el resto (Pinilla, Riosequillo, Puentes Viejas, El Villar y El Atazar) de embalse. Todas ellas cuentan con turbinas de tipo Francis de eje horizontal o vertical.

Central	Potencia Activa Total (kW)	Salto Neto (m)	Caudal Mínimo (m ³ /s)	Caudal Máximo (m ³ /s)	Generación en 2004 (GWh/año)
MCH Pinilla	2320	24,5	0,9	8	7,68
MCH Riosequillo	7200	44	8	18	20,1
MCH Puentes Viejas	7200	44	8	18	27,86
MCH El Villar	5680	37	7	17	18,97
MCH El Atazar	8640	56	3,2	8	38,95
MCH Torrelaguna	4560	150	1,35	3,6	13,91
MCH Navallar	3600	91,5	1,4	4,3	10,38
TOTAL					137,85

Tabla 3. Minicentrales hidroeléctricas en la Comunidad de Madrid [33].





Figura 9. Minicentral hidroeléctrica.

Al incidir sobre las palas del aerogenerador (elementos móviles), la energía cinética del viento se transforma en energía de presión, transmitiendo un giro al eje. Finalmente, un generador transforma esta energía mecánica en energía eléctrica.

Hoy en día, la gran mayoría de las aplicaciones de la energía eólica son consideradas generación centralizada -por tratarse de grandes parques eólicos- o generación remota -por estar situados lejos del punto de consumo. En España, se ha pasado de una potencia instalada de 7 MW en 1990 a 10.941 MW en Julio de 2006 (aproximadamente, el 17 % de la capacidad instalada en todo el mundo), convirtiéndose en la segunda potencia a nivel mundial, después de Alemania.

Como GD puede considerarse, únicamente, las pequeñas instalaciones de aerogeneradores instaladas cerca del consumo que pueden servir para llevar suministro eléctrico a lugares aislados, alejados de la red eléctrica, y utilizadas comúnmente para el bombeo de agua, etc.

Aparte de las aplicaciones para lugares remotos, una aplicación emergente es la integración de eólica a pequeña escala en edificios.

Un ejemplo es el sistema que el grupo Sacyr Vallehermoso va a instalar en Madrid,

3.1.4. EÓLICA

En las instalaciones de aprovechamiento de la energía eólica, la fuente primaria de energía es el viento, aire en movimiento originado por la diferencia de presión provocada por el calentamiento desigual de la superficie terrestre por efecto del Sol.

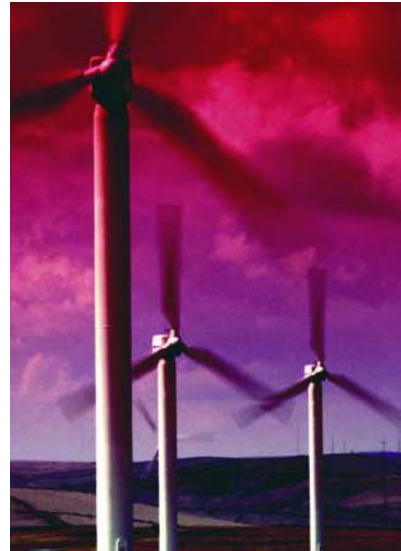


Figura 10. Generadores eólicos.



Figura 11. Aerogenerador de 6 kW. Fuente: LABEIN-TECNALIA.

en la azotea de su torre en la Ciudad Deportiva, a 235 metros de altura. El molino será de eje vertical y las palas, de tres metros de diámetro, se moverán en horizontal, como las de un helicóptero. En total, se prevé contar con una potencia de 20 kW en esas turbinas. Además de las turbinas eólicas, se instalarán placas solares con otros 20 kW. La energía generada se utilizará para producir hidrógeno por electrolisis del agua almacenada en un depósito de agua y ese hidrógeno será almacenado en unas pilas de combustible para volver a producir electricidad cuando haya problemas de abastecimiento en la torre.

Otro ejemplo de integración arquitectónica son los aerogeneradores instalados en el techo de un supermercado de la cadena Tesco, en Estados Unidos, que, junto a otras medidas de eficiencia energética, les reportan ahorros de hasta un 20 % en la factura eléctrica.

Se trata, pues, de una energía limpia que está empezando a ser competitiva por la sencillez de los principios que se aplican. Sin embargo, se trata de una tecnología en desarrollo que presenta ciertos inconvenientes relacionados con el alto coste de inversión inicial, la intermitencia de los vientos, su impacto ambiental y visual, los ruidos y vibraciones, etc.

3.1.5. SOLAR TÉRMICA

La energía solar térmica se basa en la conversión de la energía procedente de la radiación solar en calor transferido a un fluido (normalmente agua). En el caso de pequeñas instalaciones, no se produce electricidad de forma directa, aprovechándose la energía en su forma térmica.



Figura 12. Ejemplo de integración arquitectónica de aerogeneradores.

Fuente: www.tescocorporate.com.



Figura 13. Solar térmica en el hotel Husa Princesa (Madrid).



En función de la temperatura máxima que alcanza el fluido, se distinguen tres tipos de sistemas: de baja (captadores planos y captadores con tubo de vacío), media (espejo cilindro-parabólico) y alta temperatura (discos parabólicos y centrales de torre). Sólo se puede considerar GD los sistemas de baja temperatura y los discos parabólicos, pues las potencias de generación, en los otros casos, son superiores a los 10 MW y no están situados cerca de los puntos de consumo. Para aplicaciones individuales o pequeños sistemas eléctricos aislados, los sistemas de disco parabólico son una opción viable, con eficiencias teóricas muy altas. Sin embargo, se encuentran actualmente en fase de experimentación, siendo los sistemas que más alejados están de la comercialización.

Los sistemas de baja temperatura (por debajo de 100 °C) se utilizan en aplicaciones tales como calefacción, climatización de piscinas, agua caliente sanitaria (ACS), etc. Los receptores más habituales son los captadores planos vidriados y los captadores con tubo de vacío. Cabe señalar que, si bien con estos últimos se pueden alcanzar temperaturas más elevadas, los captadores planos son los más utilizados debido, principalmente, a que se consiguen aumentos de temperatura importantes (del orden de 60 °C) a un coste reducido.



Figura 14. Esquema de captador plano.



Figura 15. Captador de tubos de vacío.

Fuente: Garbitek (www.garbitek.com)

Los sistemas de captador plano disponen, básicamente, de una placa absorbente -por ejemplo, cromo negro-, un aislamiento térmico, un fluido portador del calor, un sistema de conducción del fluido y un tanque de almacenamiento térmico convenientemente aislado.

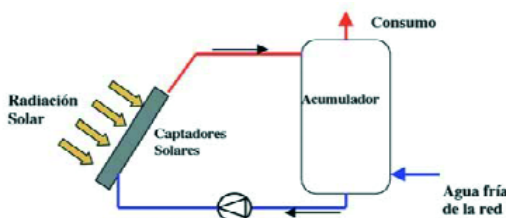


Figura 16. Instalación solar térmica. Fuente: IDAE.

En el año 2004, la superficie instalada de captadores solares era de 700.400 m², estando prevista su ampliación hasta 4.900.000 m² en el 2010.

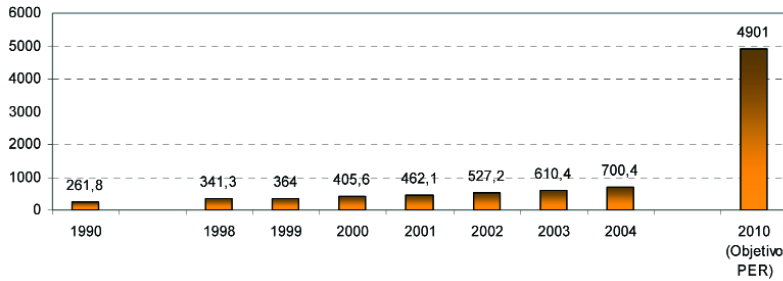


Figura 17. Superficie instalada de captadores solares (miles de m²). Fuente: IDAE.

Según el nuevo **Código Técnico de la Edificación**, desde septiembre de 2006, todos los edificios de nueva construcción y en rehabilitación de cualquier uso en los que exista una demanda de ACS y/o climatización de piscina cubierta deberán tener una contribución solar mínima de agua caliente sanitaria (ACS). Así, en este nuevo texto normativo se obliga a que la producción de ACS se realice con un aporte obligatorio de energía solar térmica que variará entre un 30 % y un 70 % en función del volumen diario previsto de agua caliente demandado. Se recogen, además, ciertas excepciones: cuando la producción de ACS se cubra con otras fuentes (renovables, cogeneración o residuos), cuando no se cuente con suficiente acceso al sol o cuando existan limitaciones no subsanables derivadas de la configuración del edificio o de la normativa urbanística aplicable.

En junio de 2005, se inició en la Comunidad de Madrid la campaña "Madridsolar", pensada para promover la energía solar mediante la difusión y la concienciación social de las ventajas de este tipo de instalaciones.

Dentro de esta campaña, se firmó en noviembre del mismo año un Convenio de Colaboración entre la Comunidad de Madrid y Caja Madrid para la financiación de instalaciones de energía solar, tanto térmica como fotovoltaica, con el objetivo de multiplicar por nueve la implantación de este tipo de energía.

Respecto a la solar térmica, se persigue alcanzar una superficie de paneles superior a los 400.000 m² en el 2012, que permitirán suministrar el 60 % del agua caliente necesaria para abastecer a 25.000 familias, pasando de 3 a 20 ktep⁴.

Estas ayudas se suman a las subvenciones que ya se estaban ofreciendo para esta energía y sus destinatarios son las pequeñas y medianas empresas, los empresarios autónomos, la Corporaciones Locales y los particulares.

Asimismo, según el Plan Energético de la Comunidad de Madrid 2004- 2012, está prevista la construcción de centrales solares termoeléctricas que permitan generar 6,4 ktep.

⁴ tep: toneladas equivalentes de petróleo: energía liberada por la combustión de 1 tonelada de crudo de petróleo (1 tep = 41,84·10⁹ J).





Hoy en día, se tiende a utilizar la energía solar térmica, no sólo para la producción de ACS y para calefacción (de aplicación en edificios de viviendas, comerciales e industriales), sino también para la producción de frío. Con ello se busca una alternativa a los sistemas de refrigeración de alto consumo energético y aprovechar el mercado existente, ya consolidado, de energía solar térmica.

Dos ejemplos se pueden encontrar en la fábrica de BP Solar en Tres Cantos y en la planta de la empresa Rotartica en Vizcaya.

3.1.6. SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía fotovoltaica aprovecha la radiación solar para producir energía eléctrica. Se basa en la absorción de la radiación solar por parte de un material semiconductor, que constituye las denominadas células fotovoltaicas, provocando un desplazamiento de cargas en su interior y originando la generación de una corriente continua.



Figura 18. Instalación de energía solar fotovoltaica en IFEMA (Madrid).

Originalmente orientada al suministro eléctrico en zonas de difícil acceso para la red de distribución y con pequeños consumos, está evolucionando hacia:

- a) **Instalaciones de generación de gran extensión (Huertas Solares⁵)**. Existen grandes instalaciones fotovoltaicas que podrían considerarse generación centralizada; sin embargo, la mayoría tienen potencias bajas y pueden encontrarse conectadas a la red de baja tensión o aisladas de la red (conectadas directamente a las cargas) por lo que pueden considerarse incluidas en el concepto de la GD.

⁵ Las huertas solares (término registrado por ACCIONA Solar) son recintos que reúnen pequeñas instalaciones fotovoltaicas de propiedad individual, que optimizan su gestión y rendimiento energético compartiendo infraestructuras y servicios comunes.

- b) **Integración arquitectónica**, siguiendo las indicaciones del nuevo Código Técnico de la Edificación, donde se exige una producción mínima de energía solar fotovoltaica para todos los nuevos edificios comerciales a partir de Septiembre de 2006. La potencia pico mínima a instalar será de 6,25 kWp y el inversor tendrá una potencia mínima de 5 kw Se recogen, además, ciertas exenciones: cuando la producción eléctrica se cubre con otras fuentes renovables, cuando no se cuente con suficiente acceso al sol o cuando existan limitaciones no subsanables derivadas de la configuración del edificio o de la normativa urbanística aplicable.

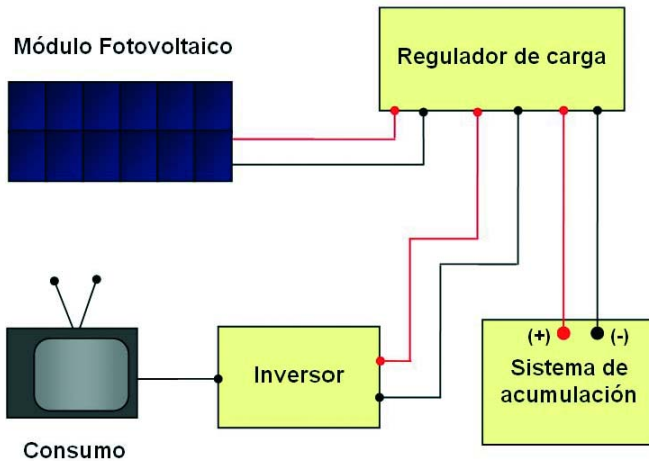


Figura 19. Esquema básico de conexión de una instalación fotovoltaica aislada.

Básicamente, una instalación fotovoltaica se compone de:

- a) Sistema de generación: consiste en paneles o módulos compuestos por células fotovoltaicas de material semiconductor conectadas entre sí, encapsuladas para formar un conjunto estanco y resistente.

Aunque, por razones de eficiencia, las células fotovoltaicas más utilizadas están fabricadas en silicio monocristalino (rendimiento 15-17 %), existen otros tipos de semiconductores: silicio policristalino (rendimiento 12-14 %), silicio amorfo (rendimiento menor del 10 %), telurio de cadmio (Cd Te), diseleniuro de indio-cobre (Cu In Se_2 o CIS) y arseniuro de galio (Ga As), algunos de ellos en periodo de experimentación.

El rendimiento de estas células viene a ser de entre un 12 % y un 25 % y es menor cuanto más alta es la temperatura.

- b) Sistema de regulación de carga: asociado al sistema de acumulación de energía, controla la carga y descarga de las baterías y las protege frente a la sobrecarga y la sobredescarga.
- c) Sistema de acumulación: se trata de un elemento opcional para sistemas conec-





tados a la red. El sistema que mejor se adapta a este tipo de generación es la batería de plomo-ácido. Ésta se encarga de proporcionar energía en horas de baja o nula insolación, almacenar la energía que excede la demanda y satisfacer picos instantáneos de demanda.

d) Sistema de interconexión (inversor, protecciones y contador).

Actualmente se están desarrollando sistemas de generación híbrida fotovoltaica-eólica, fotovoltaica-diesel o fotovoltaica-eólica-diesel. La combinación de diversas fuentes de energía renovable y/o energía eficiente basada en el gas natural, apoyadas habitualmente en sistemas de almacenamiento de energía, hace posible un aprovechamiento energético óptimo de los recursos disponibles.



Figura 20. Paneles fotovoltaicos sobre edificios municipales en Móstoles.

En la Figura 21 se observa la evolución de la potencia instalada en España y los objetivos impuestos en el Plan de Energías Renovables 2005-2010 para el año 2010.

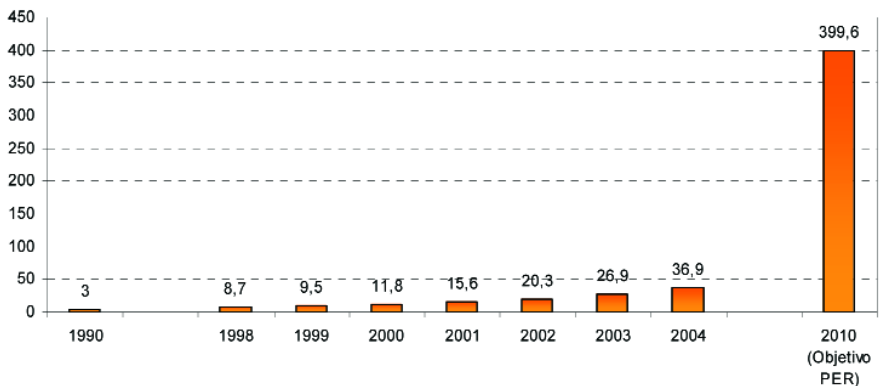


Figura 21. Potencia fotovoltaica instalada en España (MWp, según datos del año 2004). Fuente: IDAE.

El desarrollo de esta tecnología ha alcanzado un ritmo de crecimiento del orden del 50 %.

Durante el año 2005, España facturó más de 580 millones de euros, consolidándose como el segundo mercado europeo (después de Alemania) y el cuarto del mundo, con 60 MW instalados (hasta septiembre de 2006) y más de 5.000 instalaciones. Aún con estos crecimientos, la contribución actual de la energía eléctrica de carácter fotovoltaico para cubrir nuestras necesidades energéticas es muy pequeña. Sin embargo, un apoyo continuado mantendrá el crecimiento exponencial y conseguirá valores apreciables en pocos años, lo que permitirá alcanzar el objetivo de 400 MW definido para el 2010.

La mayor planta fotovoltaica española está siendo construida en Sevilla, por la empresa Catalana Andaluza de Energías Renovables (Caenre), ocupando más de 40 hectáreas de terreno y con una inversión de 48 millones de euros. La planta "Huerta Solar de Carmona" tendrá una potencia de 6 MW y generará 12 GWh al año, el equivalente al consumo de unos 2.500 hogares (más del 40 % de la población de la localidad), que se inyectará a la red eléctrica para su venta.

Como ya se ha comentado en el apartado anterior, dedicado a la energía solar térmica, la Comunidad de Madrid está llevando a cabo una importante actividad de promoción de la energía solar que se ha traducido en actuaciones tales como la campaña "Madridsolar", que se desarrolló en el año 2005. A través de esta línea de trabajo, la Comunidad de Madrid prevé conseguir que se instale una cantidad de paneles fotovoltaicos que permita proporcionar energía eléctrica a 25.000 familias para el año 2012. Se conseguirá pasar, de este modo, de 0,3 ktep a 2,6 ktep generadas con este tipo de instalaciones energéticas.

Actualmente, existen ya en Madrid numerosos ejemplos de integración de esta tecnología en el paisaje urbano de la Comunidad. En el municipio de Alcalá de Henares está situado el edificio Torregareña, que cuenta con una instalación fotovoltaica ubicada en la cubierta y fachada del edificio, con una potencia total de 85 kWp, equivalente al consumo de 30 familias.

Cuenta con 948 paneles fotovoltaicos en su fachada (75,8 kWp, lo que supondrá un ahorro de 85 toneladas de emisiones de CO₂ al año) y 93 módulos en la cubierta del edificio (9,3 kWp).

Asimismo, la instalación situada en el Polideportivo Municipal del Ayuntamiento de Miraflores de la Sierra recibió en 2006 el primer premio a la mejor instalación solar de la Comunidad de Madrid. La instalación cuenta con 216 paneles fotovoltaicos de 159 Wp cada uno y es capaz de generar alrededor de 35.000 kWh al año, evitando la emisión a la atmósfera de más de 42 toneladas de CO₂ anuales.

Otro ejemplo de este tipo se encuentra en la sede central de Sanitas. Se trata del primer edificio ecológico de España con una filosofía arquitectónica innovadora basada en el concepto *Green Building* (GB), que se aplica a construcciones sostenibles que reducen el consumo de energía en un 60 %.





Este tipo de construcciones incluyen la utilización de productos y materiales reciclados y no contaminantes y se basa en un sistema prefabricado reutilizable.



Figura 22. Edificio Bioclimático de Sanitas (Madrid) Fuente: "Proyectos emblemáticos en el ámbito de la energía". Comunidad de Madrid.

El edificio incluye 360 paneles de energía solar fotovoltaica con una capacidad de producción de 30.600 kWh.



Figura 23. Paneles fotovoltaicos en la sede central de Sanitas (Madrid). Fuente: "Proyectos emblemáticos en el ámbito de la energía". Comunidad de Madrid.

Además de sus características técnicas y medioambientales, resulta atractivo el coste total del proyecto, que ha supuesto una inversión de 22 millones de euros, sólo un 7 % más que el de un edificio tradicional.

3.1.7. RESIDUOS SÓLIDOS URBANOS

Dado el crecimiento real que se está produciendo en la generación de residuos urbanos, se hace necesaria una adecuada gestión de los mismos, apostando por la utiliza-

ción de métodos que permitan su reutilización o eliminación en el mayor grado posible, además de la modificación de los hábitos sociales para disminuir su producción.



Figura 24. Vertedero de basura.

Existen varios métodos para la eliminación o disposición final de los residuos sólidos urbanos que, con distinto grado de desarrollo tecnológico, permiten, unos la obtención de energía (digestión anaerobia, incineración, gasificación o pirólisis y valorización energética del gas obtenido, etc.), y otros contribuir directamente a ahorros energéticos o a la conservación de los recursos (reciclaje y compostaje).

El vertido controlado o relleno sanitario consiste en el almacenamiento de residuos en terrenos amplios que se excavan y se rellenan con capas alternativas de basura y de tierra compactadas. Posteriormente, una vez sellados, estos terrenos se pueden convertir en áreas recreativas o zonas industriales.

Debido a la descomposición anaeróbica de los desechos orgánicos almacenados, se genera el llamado biogás de vertedero. Su recuperación energética, debido a su menor coste, es el procedimiento más generalizado en los países de nuestro entorno.

La incineración en hornos consiste en quemar los residuos en hornos especiales, reduciendo el volumen de basura y obteniendo gran cantidad de calor que puede aprovecharse para calefacción urbana o para generar energía eléctrica. El inconveniente está en los gases que se generan en la combustión (fundamentalmente dióxido de carbono, óxidos de nitrógeno y de azufre y cenizas volátiles) que deben controlarse mediante sistemas de lavado y filtrado para evitar la emisión de sustancias tóxicas a la atmósfera. Éste es el proceso más utilizado -después del vertido- en la Unión Europea.

La elección de uno u otro método dependerá, fundamentalmente, de criterios económicos locales y requerirá una clasificación previa al almacenamiento de los residuos que facilite su tratamiento posterior.





La Figura 25 muestra la evolución de la potencia eléctrica con residuos sólidos urbanos, así como los objetivos para 2010, según el Plan de Energías Renovables 2005-2010.

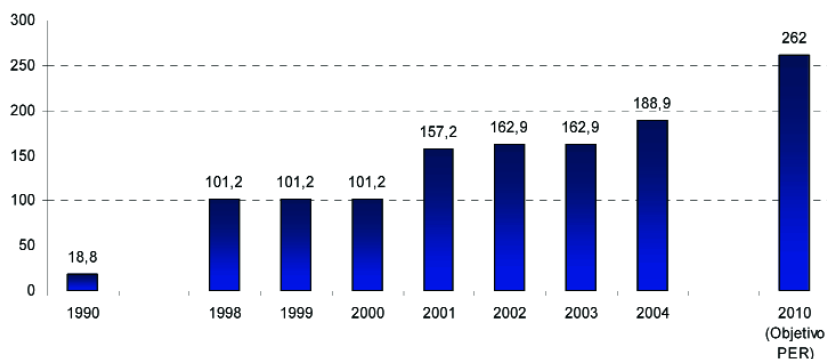


Figura 25. Potencia eléctrica con residuos sólidos urbanos (MW, según datos de 2004). Fuente: IDAE.

Para el biogás, la evolución de la potencia eléctrica y los objetivos previstos para el año 2010, se muestran en la Figura 26.

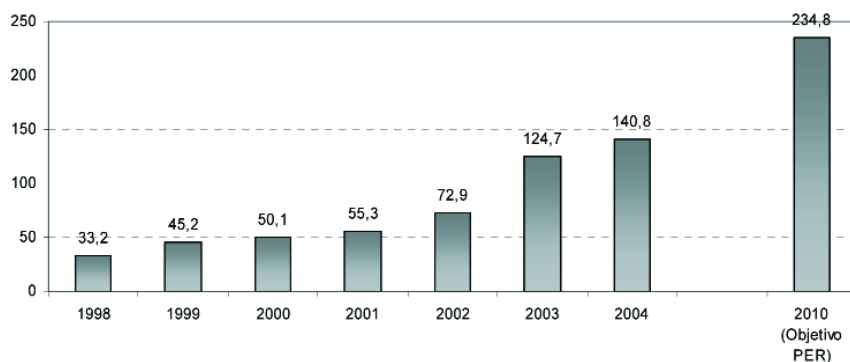


Figura 26. Potencia eléctrica con biogás (MW, según datos de 2004).

Generalmente, las plantas incineradoras de residuos sólidos urbanos son de potencias mayores de las consideradas como GD en esta guía. Sin embargo, existe algún ejemplo de instalaciones de menos de 10 MW. Por ejemplo, en Melilla se constituyó en 1993 la sociedad Residuos de Melilla (REMESA) para construir y explotar una planta incineradora de 2,7 MW de potencia, que permitirá tratar todos los residuos de la ciudad, desde domiciliarios y comerciales, hasta hospitalarios, así como también aceites usados.

3.1.8. BIOMASA

Se denomina biomasa a toda aquella materia orgánica cuyo origen está en un proceso biológico y a los procesos de reciente transformación de esta materia que se pro-

duzcan de forma natural o artificial, excluyendo, por tanto, de este grupo a los combustibles fósiles, cuya formación tuvo lugar hace millones de años.

Al estar constituida básicamente por carbono e hidrógeno, la energía química de la materia orgánica, producida en las plantas verdes a través de la fotosíntesis, puede ser transformada en energía eléctrica, térmica o combustible mediante diversos procesos.



Figura 27. Diversos tipos de biomasa.

Según su origen, la biomasa se puede clasificar en dos grandes grupos: la biomasa vegetal y los cultivos energéticos.

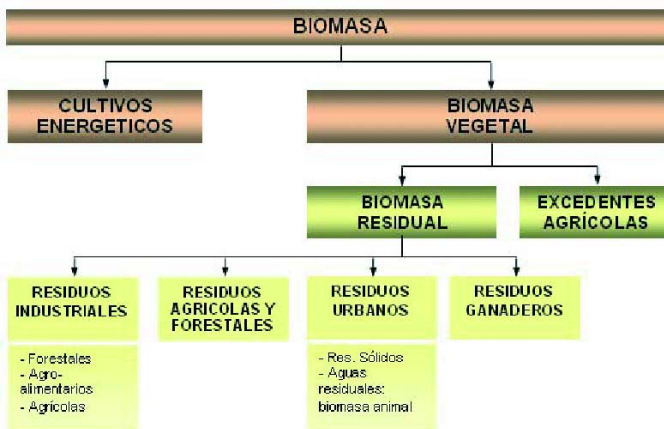


Figura 28. Clasificación de la biomasa [10].



La Biomasa Vegetal incluye los excedentes agrícolas, constituidos por los productos agrícolas que no emplea el hombre, y la biomasa residual, que incluye:

- a) Residuos forestales y agrícolas: se consideran residuos forestales la leña, la madera y los desechos madereros. En cuanto a los residuos agrícolas, pueden estar compuestos por las podas de los olivos, viñedos y frutales; por la paja de los cereales de invierno (trigo, cebada, etc.) o por residuos de otros cultivos como el cañote de maíz.
- b) Residuos ganaderos: en este grupo se encuentran el purín, el estiércol y los desechos de los mataderos.
- c) Residuos industriales: pueden provenir de industrias forestales, agrícolas (residuos de la industria del aceite de oliva -orujillo-, etc.) o del sector agroalimentario.
- d) Residuos Urbanos: residuos sólidos urbanos (RSU) y aguas residuales urbanas (ARU).

Los **Cultivos Energéticos** son plantaciones realizadas con la única finalidad de ser utilizadas como fuente de energía (calor) o como materia prima para la obtención de combustibles (biocarburantes). Se caracterizan, por una parte, por su alta producción por unidad de superficie y año y, por otra, por los pocos requerimientos que exige su cultivo.

Según el grado de humedad con el que se ha obtenido, la biomasa sigue tratamientos diferentes, distinguiéndose, por un lado, los procesos termoquímicos y, por otro, los químicos y bioquímicos.

Tabla 4. Tratamientos posibles en función del tipo de biomasa.

Tipo de biomasa	Tecnología			
	Combustión	Gasificación Pirólisis	Fermentación alcohólica	Digestión anaerobia
Forestal	X	X		
Agrícola	X	X	X	
Ganadera				X
Industrial	X			X
Urbana	X			X

Los **procesos termoquímicos** se emplean en la conversión de la biomasa seca, que es aquella cuyo grado de humedad es inferior al 60 %.

Dentro de la biomasa seca, se incluyen la biomasa forestal y agrícola, así como los residuos de la industria agroalimentaria o del sector de la madera.

El proceso termoquímico consiste en la descomposición térmica de la biomasa en diferentes condiciones de oxidación:

- Combustión directa: se realiza con exceso de oxígeno, obteniendo calor y vapor.
- Gasificación: se realiza con restricción en el suministro de oxígeno. Si la gasificación se realiza con aire, se obtiene gas pobre y si se realiza con oxígeno, se obtiene gas medio.

- **Pirólisis:** se realiza en ausencia total de oxígeno y se obtiene carbón vegetal, gas pobre, gas rico o líquidos piroleñosos.

Los procesos químicos y bioquímicos se emplean para el tratamiento de la biomasa húmeda, que es aquella con un grado de humedad mayor del 60 %. En este grupo se incluyen los vertidos biodegradables, las aguas residuales urbanas e industriales, y los residuos ganaderos. Estos procesos permiten obtener combustibles que se utilizarán para la producción de calor o electricidad. Dependiendo del tipo de biomasa y de los productos que se quieran obtener, se empleará uno u otro método.

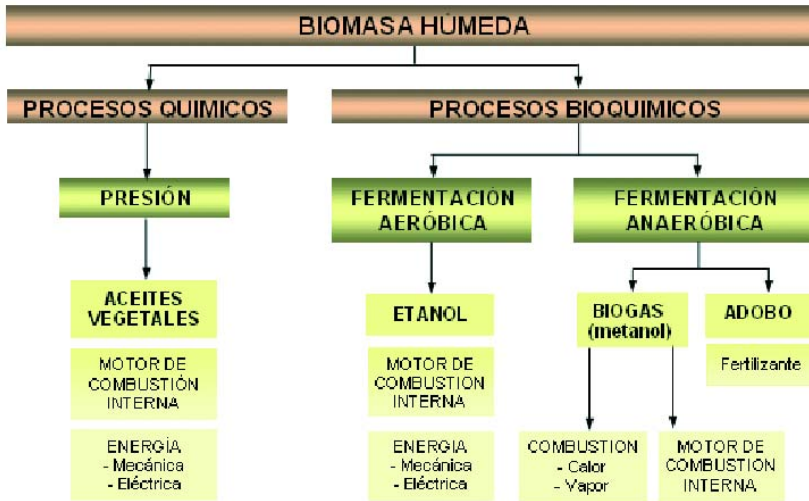


Figura 29. Clasificación de la biomasa húmeda [11]

En general, la biomasa presenta unas características de combustión inferiores, comparada con los combustibles fósiles, debido a su baja densidad energética y alta humedad, además de la imposibilidad de almacenarla durante mucho tiempo porque se deteriora. Sin embargo, su potencial es lo suficientemente elevado como para justificar el estudio y desarrollo de tecnologías que permitan un uso eficiente de la misma como fuente de energía.

A pesar de que el aprovechamiento de la biomasa en los países industrializados es aún muy escaso (del orden del 3-4 %), en los países en vías de desarrollo constituye la principal fuente de energía. Se trata de una tecnología que favorece el reciclaje de residuos, contribuyendo a una mayor limpieza de los bosques y disminuyendo así el riesgo de incendio. Sin embargo, la necesidad de grandes superficies de cultivo e infraestructuras de transporte y el estado de desarrollo de la tecnología hace que se presenten inconvenientes para su utilización masiva.

En España, la utilización comercial de biomasa, tanto a partir de cultivos energéticos como de los residuos agrícolas y forestales, constituye uno de los objetivos prioritarios dentro del vigente Plan de Energías Renovables 2005-2010.





La evolución de la potencia eléctrica con biomasa y los objetivos fijados en el Plan de Energías Renovables para el año 2010 se muestran en la Figura 30.

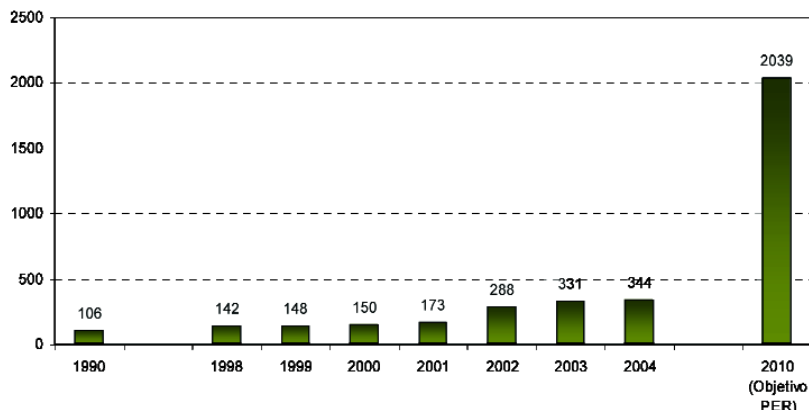


Figura 30. Potencia eléctrica con biomasa (MW, según datos de 2004). Fuente: IDAE.

Un ejemplo de utilización de la biomasa lo encontramos en Allariz (Orense), donde se construyó una planta de cogeneración con turbina de vapor de 2,35 MW que utiliza como combustible los residuos forestales de la zona y residuos industriales de los aserraderos y fábricas de tablero de la comarca.



Planta de aprovechamiento de residuos forestales en Allariz. Cortesía de InfoPower. Nº 59. Septiembre 2003.

Asimismo, en la Comunidad de Madrid, 150 viviendas ya disponen de calefacción mediante calderas que emplean como combustible biomasa tipo hueso de aceituna. La primera caldera de este tipo se instaló en 2002 en el edificio de la Comunidad de Vecinos de la calle Pedro Muguruza, 1. El suministro de combustible se realiza en los meses de calefacción (aproximadamente, desde noviembre hasta abril) y se consumen unas 80 t/año.

Las cenizas que se producen en la combustión (unos 2,5 dm³/mes) son utilizadas por los vecinos como abono para las plantas.

También se han instalado este tipo de calderas en viviendas unifamiliares (con potencias de unos 60 kW), funcionando en este caso de manera continua para proporcionar tanto calefacción como agua caliente sanitaria.

3.1.9. MICROTURBINAS

Las microturbinas son turbinas de pequeño tamaño (25-500 kW) que permiten obtener calor y electricidad (cogeneración) para aplicaciones industriales y comerciales, con eficiencias térmicas en el rango del 50-60 % y eléctricas entre el 15-30 %. Se trata de una tecnología emergente y las más desarrolladas son las microturbinas de

potencia inferior a 200 kW, aunque se están haciendo grandes avances en las de mayor potencia.



Figura 31. Microturbina Magnetek
Cortesía de LABEIN-TECNALIA.

Su funcionamiento es similar al de una turbina de gas convencional con la particularidad de que los elementos adicionales para la generación eléctrica se encuentran acoplados en la propia turbina.

Las microturbinas de gas tienen una aplicación directa en la GD, bien como elementos independientes de generación, o bien como integrantes de instalaciones híbridas con pilas de combustibles, micro-cogeneración o, en el terreno del transporte, vehículos eléctricos híbridos.

Un ejemplo de uso de microturbinas para el aprovechamiento del biogás puede encontrarse en la Planta de Biometanización y Compostaje de Pinto, que gestiona la empresa pública Gedesma. Esta planta trata los residuos orgánicos de la zona sur de la Comunidad de Madrid y en ella, tras un proceso riguroso de separación de la materia orgánica del resto que le pueda acompañar, se somete a ésta a una

degradación anaeróbica, como la que ocurre en el vertedero, en unas condiciones controladas de tal forma que el proceso natural se lleva a cabo de una forma acelerada.

El biogás producido en el proceso de biometanización, junto con el extraído del vertedero adyacente, se utiliza en motores para generar energía eléctrica. Así en 2006 se han obtenido 86.448.000 kWh, de los cuales 6.651.683 kWh corresponden al obtenido mediante el proceso de biometanización.

Esta instalación es la mayor generadora de energía eléctrica de este tipo de las existentes en España y ha sido cofinanciado con Fondos de Cohesión de la Unión Europea.

Otro ejemplo se encuentra en el hotel Atrium, en el aeropuerto Orange County, en California. En este caso, para aprovechar al máximo el gas natural que se empleaba para calefacción y agua caliente, se instalaron tres microturbinas de 60 kW (con recuperación de calor integrada) para cogeneración. Con ello, el ahorro en la factura (tanto de gas como de electricidad) ascendió a 139.000 \$ anuales, con una inversión de 337.763 \$.

3.1.10. PILAS DE COMBUSTIBLE

Las pilas de combustible son dispositivos electroquímicos que transforman la energía química de un combustible rico en hidrógeno, en electricidad, agua y calor. Esta transformación tiene lugar por medio de un proceso de electrólisis inversa, aportando oxígeno al cátodo e hidrógeno al ánodo en presencia de un electrolito. En el proceso





también se generan gases procedentes de la extracción del hidrógeno del gas natural u otros combustibles.

Se trata de una tecnología en fase experimental, pero con un gran potencial de desarrollo.

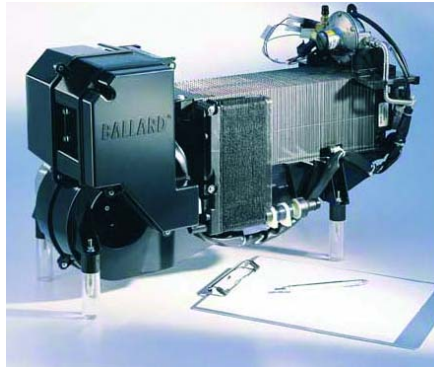


Figura 32. Pila de combustible Ballard. Fuente: Ballard (www.ballard.com).

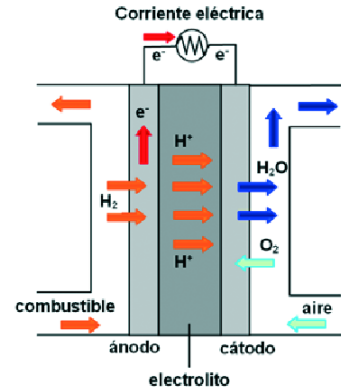


Figura 33. Funcionamiento de una pila de combustible PEM.

Se clasifican por el tipo de electrolito empleado y por la temperatura de trabajo. La Tabla 5 resume los diferentes tipos de pilas existentes (las que están más desarrolladas), atendiendo a estas dos clasificaciones, así como las características más importantes de cada una de ellas.

- AFC: alcalinas.
- PEMFC: de membrana polimérica.
- DMFC: conversión directa de metanol.
- PAFC: ácido fosfórico.
- MCFC: carbonato fundido.
- SOFC: óxido sólido.

	Baja temperatura (60-130 °C)			Media temperatura (160-220 °C)	Alta temperatura (600-1000 °C)	
	AFC	PEMFC	DMFC	PAFC	MCFC	SOFC
Electrolito	KOH	Polímero perfluoro-sulfonado	Polímero	H ₃ PO ₄	Li ₂ CO ₃ /K ₂ CO ₃	YSZ (ZrO ₂ estabilizada con itria)
Combustible	H ₂ puro	H ₂ CH ₄ CH ₃ OH	CH ₃ OH+ H ₂ O	H ₂ CH ₃ OH	H ₂ CH ₄	H ₂ CH ₄ CO

Tabla 5. Características de las pilas de combustible.

	Baja temperatura (60-130 °C)			Media temperatura (160-220 °C)	Alta temperatura (600-1000 °C)	
	AFC	PEMFC	DMFC	PAFC	MCFC	SOFC
Temperatura operación, °C	60-90	0-80	60-130	160-220	600-700	750-1.050
Tamaño, kW	1-250	1-250	1-100	100-11.000	250-10.000	1-10.000
Eficiencia, %	45-60	40 (CH ₄) 60 (H ₂)	32-40	35-45	45-60	50-65
Aplicaciones	Militar, espacial, transporte	Cogeneración (residencial, industria), transporte, portátiles	Portátil, militar, transporte	Cogeneración		



Las pilas de combustible están formadas por "stacks" de conexión modular, por lo que la potencia de salida -tensión y corriente- es adaptable en función del número de módulos y las conexiones empleadas.

Actualmente, los principales inconvenientes de las pilas son su elevado coste y la degradación del electrolito, que no permite alcanzar una vida útil en el límite de la rentabilidad. Por otro lado, mantienen una eficiencia constante en un amplio rango de carga (desde el 30 hasta el 100 %), poseen un bajo impacto medioambiental, puesto que no hay combustión a alta temperatura, y su eficiencia máxima teórica puede llegar a alcanzar, teóricamente, el 95 %.

En la base de datos del Fuel Cells 2000 (www.fuelcells.org) se recogen las instalaciones de pilas de combustible estacionarias existentes en todo el mundo. Para España, aparecen recogidas ocho instalaciones, de las cuales, cinco son de carbonatos fundidos (MCFC).

El primer ejemplo de utilización de esta tecnología en España se encuentra, desde 2003, en Cartagena, que cuenta con una instalación de trigeneración a partir de una pila MCFC alimentada con gas natural. El proyecto fue desarrollado por la empresa IZAR y la potencia instalada es de 250 kW, con un rendimiento energético global superior al 85 %.

Por otro lado, la instalación de mayor tamaño se instaló en diciembre de 2004 en San Agustín de Guadalix, y tiene 500 kW.

3.1.II. TECNOLOGÍAS EMERGENTES

MARINA

La energía marina comprende el aprovechamiento de la energía cinética de las olas -producida por la acción del viento-, la energía cinética de las corrientes y el desnivel



de las mareas -debidas a efectos gravitatorios- y la energía térmica debida al gradiente de temperatura existente a diferentes profundidades como consecuencia de la irradiación solar.

Esta tecnología aún presenta bajo grado de desarrollo tecnológico y elevados costes de instalación.

Así, los tipos de aprovechamiento energético de la energía del mar son:

- a) Energía de las mareas (mareomotriz): se basa en el movimiento periódico alternativo de ascenso-descenso del nivel del mar debido a la fuerza de atracción gravitacional entre la Tierra y la Luna. Su rendimiento es de un 25 % y su principal inconveniente es el reducido número de horas en que se puede utilizar. En el estuario del río Rance (Francia), EDF (principal empresa generadora y distribuidora de electricidad en Francia) instaló una central de este tipo, con una producción media de unos 500.000 kWh al año.
- b) Energía de las corrientes marinas: se basa en aprovechar el flujo de la corriente marina para generar electricidad. Uno de los métodos usados consiste en utilizar la corriente para hacer girar un rotor, de manera análoga a como lo hacen los aerogeneradores eólicos. Para ello, se emplean las llamadas turbinas marinas.
- c) Energía de las olas (undimotriz): aprovecha la acción del viento sobre la superficie del mar que provoca el movimiento del agua en forma de olas. Se trata de un recurso de densidad energética débil, con lo que su explotación se hace difícil a pesar de que existen unas 600 patentes registradas desde 1973. Estas tecnologías son de aplicación tanto en la costa (columna de agua oscilante, etc.) como fuera de ella (Pelamis, OPT, etc.).



Figura 34. Fuente primaria de la energía marina.



Figura 35. Pelamis. Sistema desarrollado por OPD (Ocean Power Delivery). Fuente: www.oceanpd.com.



Figura 36. Columna de agua oscilante (OWC). Proyecto LIMPET (Escocia). Fuente: Wavegen (www.wavegen.co.uk).

- d) **Energía térmica oceánica (maremotérmica):** aprovecha las diferencias de temperatura del agua, entre la superficie y las profundidades, para producir energía eléctrica. El agua superficial actúa, en este caso, como fuente de calor, mientras que el agua extraída de las profundidades actúa como refrigerante. El gradiente térmico mínimo aprovechable es de 18 °C, que es el que se alcanza en zonas próximas al trópico (a 1 kilómetro de profundidad). El rendimiento de esta instalación apenas supera el 2 % y no existe ninguna en la actualidad.

En el puerto de Mutriku (Guipúzcoa) se han comenzado las obras para la instalación de la primera planta del País Vasco de producción de electricidad a partir de la energía de las olas. La tecnología empleada es la columna de agua oscilante, que es la técnica más desarrollada en la actualidad. Tendrá una potencia de 480 kW y se generarán unos 970 MWh, equivalente al consumo doméstico anual de 1.000 personas, evitando la emisión de 1.000 toneladas de CO₂ a la atmósfera.

Otro ejemplo de utilización de este recurso, comenzará a funcionar en breve en el municipio de Santoña (Cantabria). Se trata de una planta experimental que empleará un sistema (desarrollado por la empresa Ocean Power Technologies) compuesto por 10 boyas de 125 kW cada una, suministrando energía a unas 1.500 familias del municipio.

Por último, el proyecto OCEANTEC es un proyecto de investigación que, desde enero de 2005 y durante 5 años, tratará de desarrollar una actividad tecnológica para generar un sector industrial en energía maremotriz, aprovechando así el potencial maremotriz del estado y, en concreto, el de la costa cantábrica que está entre los mayores del mundo. Oceantec está liderado por la división de Energía de Tecnalia y reúne a empresas del sector de la energía y del sector marino, así como a instituciones provinciales, regionales y estatales.

GEOTÉRMICA

La energía geotérmica consiste en el aprovechamiento del calor acumulado en rocas o aguas que se encuentran a elevada temperatura en el interior de la Tierra. La energía térmica de un yacimiento es extraída haciendo circular agua o vapor a su través, transportando así el calor almacenado en las zonas calientes hasta la superficie. Sólo es aprovechable en lugares muy concretos del planeta.

De acuerdo con el Instituto Geológico y Minero de España (IGME), se trata de una fuente de energía renovable abundante y de explotación viable, técnica y económicamente y su existencia en nuestro subsuelo está probada.

Dependiendo del nivel térmico del fluido, hay tres formas de aprovechamiento. Los procesos de alta temperatura (entre 150 y 400 °C) se emplean para la producción



Figura 37. Sistema desarrollado por OPT (Ocean Power Technologies).

Fuente: www.oceanpowertechnologies.com.



directa de electricidad. Los de media temperatura (entre 70 y 150 °C) se pueden emplear para producir electricidad mediante el uso de ciclos binarios, con aplicación en procesos industriales. Por último, los de baja temperatura (por debajo de 70 °C) se emplean en usos directo del calor, como calefacción de viviendas, procesos industriales, usos agrícolas, y cuando la temperatura es muy baja (20-30 °C), agua caliente sanitaria y aire acondicionado con el empleo de bomba de calor.



Figura 38. Potencial geotérmico en España.
Fuente: Instituto Geológico y Minero de España.

Se dan pocos ejemplos de utilización de este tipo de energía en España, a pesar de que existen almacenes con posibilidad de explotación, y sólo se explotan actualmente los yacimientos de baja temperatura. Según un estudio realizado por el Instituto Geológico y Minero [25], las zonas que presentan un mayor interés para la explotación de la energía geotérmica son: Jaca, Alicante, Murcia, Cartagena y Almería (de media temperatura); y Madrid, Guadalajara, zona oriental de la cuenca del Duero, Burgos, Valladolid, Palencia, Lérida, Fraga, Huelva, Cádiz, Sevilla, Valencia y Cuenca (de baja temperatura). En cuanto a yacimientos de alta temperatura, el único área con posibilidades se localiza en el archipiélago volcánico de las Islas Canarias.

En Durango (Vizcaya), el Centro Metalúrgico de Investigación Azterlan ya dispone de una instalación geotérmica para la climatización del edificio. La tecnología se denomina intercambio geotérmico, geotermia solar o geointercambio y consiste en un sistema de bomba de calor utilizando el subsuelo como foco frío en verano y caliente en invierno.

De esta forma, se pueden obtener ahorros de hasta un 70 % en modo calefacción y de un 50 % en refrigeración, reduciendo considerablemente las emisiones de CO₂ derivadas del uso de combustibles fósiles para la climatización.

3.2. SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO

La variabilidad temporal de las fuentes de energía renovable hace indispensable la utilización de sistemas de almacenamiento que permitan disponer de energía de forma continua. Estos sistemas permiten colaborar en el seguimiento de la demanda por parte de la generación, evitando el arranque de grupos térmicos en emergencias breves, cubriendo las irregularidades de suministro y optimizando la planificación de los sistemas de generación.

Asimismo, es posible reducir la demanda máxima y optimizar los consumos, desplazándolos a horas en que el precio sea menor.

A la hora de elegir un sistema de almacenamiento, habrá que tener en cuenta diversos aspectos:

- Capacidad de almacenamiento adecuada.
- Potencia aportada.
- Respuesta suficientemente rápida, modulada y controlada.
- Vida útil suficiente para reducir la amortización.
- Costes de mantenimiento y consumibles reducidos.
- Coste compatible.
- Bajo impacto ambiental.

Mejor: *****, Medio: ***, Peor: *.



Tecnología	Madurez	Densidad energética	Vida (en ciclos)	Coste/ kWh	Coste/ kW
Bombeo	*****	*	*****	*****	*
Volante	**	**	*****	***	***
Aire a presión	***	*	****	*****	*
Batería Plomo ácido	*****	*	**	***	***
Batería Níquel-Cadmio	*****	**	**	***	***
Batería Sodio-Azufre	**	***	***	***	**
SMES	**	*	*****	**	****
Ultracapacidad	*	*	*****	***	****

Tabla 6. Puntos fuertes y débiles de los diversos sistemas de almacenamiento.

Las características y aplicaciones de los diferentes sistemas de almacenamiento se resumen en la Tabla 7.



Tecnología	Tiempo de descarga	Banda de potencia	Eficiencia	Disponibilidad comercial	Aplicación
Térmico			65 % (en promedio)		Solar térmica, biomasa, geotérmica y electricidad de red con muchas renovables.
Bombeo	Horas-días	100 – 1.000 MW	66 % (en promedio)	Disponible.	Hidráulica y electricidad de red con muchas renovables.
Volante	Segundos-minutos	10 – 100 kW	78 % (en promedio)	Disponible.	Electricidad de red con muchas renovables.
Aire a presión	Horas-días	100 – 1.000 MW	69 % (en promedio)	Disponible.	Electricidad de red con muchas renovables.
Batería Plomo ácido	Minutos-horas	1 kW – 40 MW	60,7-67,7 %	Disponible.	Hidráulica, fotovoltaica, eólica, maremotriz y undimotriz.
Batería Níquel-Cadmio	Segundos-horas	1 kW – 40 MW		Disponible.	
Batería Sodio-Azufre	Horas-días	50 kW – 10 MW	56,7-72,2 %		
Hidrógeno			24-58 %		Hidráulica, fotovoltaica, eólica, maremotriz y undimotriz.
SMES	Segundos	1 – 100 MW		Prototipos.	Fotovoltaica y electricidad de red con muchas renovables.
Ultra-capacidad	Segundos	10 kW – 1 MW	90 % (en promedio)	Prototipos.	Fotovoltaica y electricidad de red con muchas renovables.

Tabla 7. Características y aplicaciones de los diferentes sistemas de almacenamiento.

Los sistemas de almacenamiento más desarrollados y utilizados son las baterías, bombeo, almacenamiento térmico, aire a presión y volantes de inercia.



Figura 39. Baterías electroquímicas. Cortesía de LABEIN-TECNALIA.

Las **baterías electroquímicas** constituyen el sistema clásico de almacenamiento de energía eléctrica en forma de corriente continua, basado en reacciones de oxidación-reducción que tienen lugar en los electrodos separados por un electrolito.

Las más extendidas en el mercado son las baterías de plomo-ácido.

Dentro de la categoría plomo-ácido, las de plomo-antimonio, plomo-selenio y plomo-calcio son las más comunes. Los electrodos son de plomo y óxido de plomo y el electrolito está habitualmente constituido por una disolución de ácido sulfúrico en agua, por lo que genera gases y requiere un mantenimiento periódico añadiendo agua.

Los inconvenientes más importantes de este tipo de baterías son su baja energía específica, ciclo corto de vida, limitaciones con la temperatura, problemas de corrosión en las pletinas positivas y la imposibilidad de recuperación una vez que la descarga desciende por debajo del 80 % de la carga total.

Otro tipo de baterías disponible en el mercado son las de níquel-cadmio. Éstas no tienen los inconvenientes de las baterías de plomo-ácido; sin embargo, su gran problema es la alta toxicidad del cadmio y su elevado coste.

En la actualidad, las tecnologías en desarrollo se centran en la utilización del litio, bien en forma de litio-ión o litio-polímero, y el Ni-HM, pero su coste es todavía elevado.

Los sistemas de **bombeo de agua o hidrobombeo** permiten el almacenamiento de energía en forma de energía potencial, utilizando para ello dos depósitos de agua a diferente altura. Durante los periodos de baja demanda de electricidad, el agua es elevada del depósito inferior al superior, mientras que durante las horas pico su funcionamiento es como el de una central hidroeléctrica convencional, dejando caer el agua y generando electricidad.

La principal limitación de este sistema es el número reducido de lugares apropiados para la construcción de los depósitos.

En los sistemas de **almacenamiento térmico** se aprovecha el calor de un medio de almacenamiento para guardar el calor. Se utilizan, por ejemplo, lechos de roca, agua caliente, líquidos orgánicos, metales, ladrillos, sales, etc.

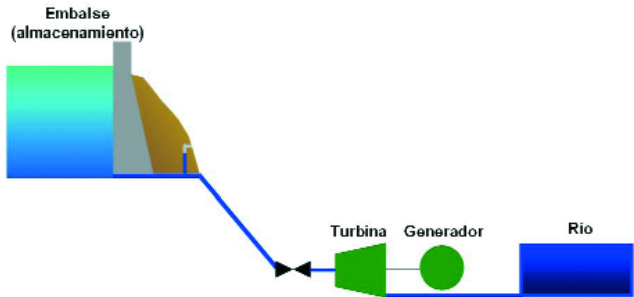


Figura 40. Sistema de almacenamiento por hidrobombeo [27].

Durante las horas de baja demanda, se almacena el calor que se va a utilizar al día siguiente y que se produce consumiendo electricidad en horas en que el precio es más bajo. Tiene aplicación, sobre todo, en el sector residencial.

En el sistema de **aire comprimido** (CAES - *Compressed Air Energy Storage*), el aire a alta presión es almacenado en depósitos bajo tierra naturales o artificiales (minas abandonadas, cavidades rellenas con soluciones minerales, acuíferos, etc.) durante las horas de baja demanda. Posteriormente, en las horas pico, el aire almacenado se expande, moviendo un turbogenerador.

Los **volantes de inercia o flywheel** permiten el almacenamiento de energía en forma de energía cinética de rotación mediante el giro permanente de una masa (volante), aumentando la energía almacenada a medida que aumenta la velocidad de giro del





volante. Para generar electricidad, los volantes giratorios se conectan a un motor-generador.

3.3. SISTEMAS DE INTERCONEXIÓN A LA RED

Muchos equipos de generación distribuida operan en paralelo con la red eléctrica, para lo cual necesitan estar conectados a ella de forma adecuada. El sistema de interconexión está formado por una serie de equipos (hardware y software) que permite realizar la conexión física del generador distribuido y los equipos de almacenamiento con la red eléctrica (normalmente, la red de distribución local) y con las cargas locales (consumidores). Proporciona acondicionamiento y conversión de la energía (en caso necesario), protección, monitorización, control, medida y despacho de la unidad de GD.

Cabe señalar, no obstante, que algunos equipos de GD no se conectan a la red, trabajando en todo momento en "modo aislado".

En el primer caso, la complejidad de la conexión dependerá del nivel de interacción que se necesite entre los generadores, las cargas y la red eléctrica, permitiendo:

- Operar el equipo de GD como la principal fuente de energía y comprar energía al sistema en las horas en que se produzcan picos de demanda.
- Obtener energía de la red en caso de que se produzca una indisponibilidad en el sistema de GD.
- Exportar energía, proporcionar servicios auxiliares al sistema eléctrico o vender energía en el mercado liberalizado.
- Mejorar la fiabilidad proporcionando una fuente de energía alternativa.

3.3.1. ARQUITECTURAS Y COMPONENTES

Los componentes de un sistema de interconexión se resumen en la Figura 41 y en la Tabla 8.

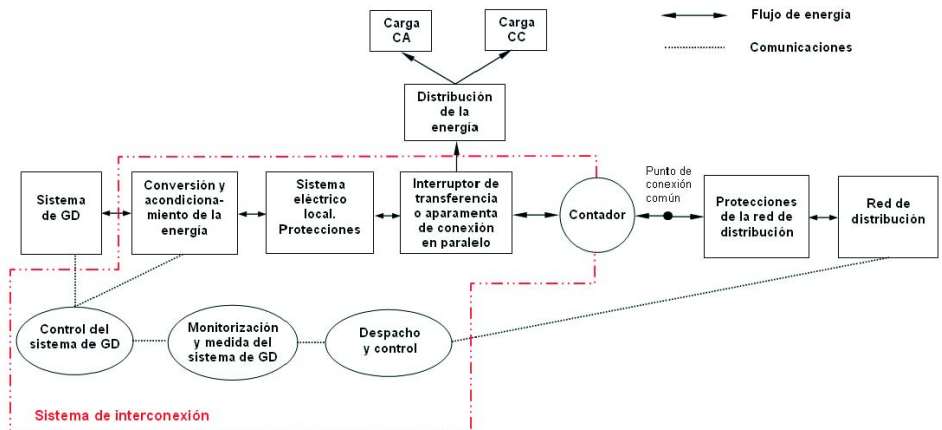


Figura 41. Sistema de interconexión [17].

Tabla 8. Componentes del sistema de interconexión.



Sistema de GD	Generador distribuido y equipos de almacenamiento.
Conversión y acondicionamiento de la energía	Inversor: dispositivo electrónico que se utiliza para convertir la corriente continua (CC) en corriente alterna (CA). Se utiliza cuando la fuente de GD es una pila de combustible, un panel fotovoltaico o una microturbina. Transformador: dispositivo eléctrico que se utiliza en líneas de CA para transformar la energía de un nivel de tensión a otro y/o proporcionar aislamiento eléctrico. Debe tener baja distorsión armónica, resistencia a potencias punta y posibilidad de conectarse en paralelo.
Control del sistema de GD	Dispositivo que controla la unidad de GD y proporciona un interfaz de comunicaciones, gestión de la energía, monitorización y medida.
Distribución de la energía	Panel que contiene interruptores, interruptores automáticos, fusibles y/o dispositivos automáticos de control de sobreintensidades. Todo esto, conecta la red y la unidad de GD con la canalización eléctrica de la instalación, proporcionando seguridad personal y protección a los equipos. Carga CA: son los dispositivos que consumen CA. Carga CC: equipos que consumen CC.
Sistema eléctrico local	Conjunto de canalizaciones eléctricas de la instalación, paneles y componentes que constituyen la unidad de GD y el sistema de interconexión que se encuentran en el lado de la unidad de GD del punto de conexión común (PCC).
Protecciones del sistema eléctrico local	Dispositivos eléctricos diseñados para interpretar las condiciones de entrada y, si las especificaciones se cumplen, controlar la operación de los equipos para proteger un circuito eléctrico.
Interruptor/Conmutador de transferencia	Equipo de actuación automática para transferir cargas de un generador a otro. Puede ser: Automático o Estático.
Aparataje de conexión en paralelo	Dispositivo para conectar en paralelo y sincronizar la operación de las unidades de GD con la red de distribución. El objetivo es poder intercambiar entre ambos o utilizarlos a la vez.
Punto de conexión común	Punto donde el sistema eléctrico local se conecta a la red de distribución.
Contador	Dispositivo que mide y registra la energía generada, la suministrada a la red y la suministrada por la red. No será necesario en instalaciones aisladas.
Protecciones de la red de distribución	Dispositivos eléctricos diseñados para interpretar las condiciones de entrada y, si las especificaciones se cumplen, controlar la operación de los equipos para proteger un circuito eléctrico.
Red de distribución	Es la red de la compañía eléctrica distribuidora local.
Despacho y control	Dispositivos y equipos de comunicación que interactúan con el sistema de GD y lo gestionan.
Monitorización y medida del sistema de GD	Dispositivo que monitoriza y mide varias funciones del sistema de GD.



3.3.2. LEGISLACIÓN, REQUISITOS Y RECOMENDACIONES PARA LA INTERCONEXIÓN

La interconexión de sistemas de GD a la red eléctrica está especificada en España en el siguiente conjunto de textos legales:

- Orden del 5 de Septiembre de 1985 por la que se establecen normas administrativas y técnicas de funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5000 kVA y centrales de autogeneración eléctrica.
- RD 1663/2000, de 29 de Septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- RD 436/2004, de 12 de Marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Además, las compañías eléctricas tienen sus propios requisitos que cualquier unidad de GD debe cumplir para poder conectarse a su red.

Estos documentos legales y normativos desarrollan unos requisitos de conexión referidos fundamentalmente a:

- a) Regulación de tensión: se trata de equipos y procesos que permiten al operador de la red eléctrica de distribución mantener una tensión más o menos constante a pesar de las variaciones que se producen normalmente por cambios en las cargas, variabilidad de las fuentes primarias de energía (sol, viento, flujo de agua, etc.).
- b) Integración con la puesta a tierra de la red de distribución: las unidades de GD deben estar conectadas a tierra siguiendo las recomendaciones que les sean de aplicación para evitar sobretensiones a lo largo de la línea.
- c) Desconexión del sistema ante interrupciones en la red eléctrica distribuida: en caso de que se produzca un suceso de estas características, el equipo de GD no puede suministrar corriente, y en consecuencia, electrizar la línea de la compañía de distribución. De esta forma, se permite, entre otras cosas, la reposición de la línea del evento que causó la interrupción.
- d) Sincronización del sistema de GD con la red de distribución: la salida de la unidad de generación debe tener la misma tensión, frecuencia y ángulo de fase que la red eléctrica a la que se quiere conectar.
- e) Por último el equipo de GD, como cualquier carga que está conectada en paralelo en la red eléctrica, no puede inyectar armónicos, ni corriente continua por encima de unos umbrales definidos.

4 FACTORES FACILITADORES Y BARRERAS PARA EL DESARROLLO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA



4.1 FACTORES FACILITADORES

El espectacular incremento en la demanda energética, unido a las restricciones que los Estados imponen en materia medioambiental a la construcción de nuevas centrales de producción y la ampliación de la infraestructura del actual sistema de potencia, constituyen factores decisivos en la apertura del mercado a un nuevo escenario.

El desarrollo actual de la GD y la aceleración que, previsiblemente, va a experimentar en los próximos años tienen su fundamento en una serie de situaciones y medidas adoptadas que actúan de forma conjunta como plataforma de lanzamiento de un nuevo modelo de negocio:

- a) Reestructuración del sector eléctrico, que elimina la planificación centralizada y establece la libre competencia de la generación.

En la Unión Europea, la Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo del año 1996 (derogada, en el 2003, por la Directiva 2003/54/CE), ha obligado a los Estados Miembros a llevar a cabo iniciativas dirigidas a la apertura del mercado eléctrico hasta alcanzar la completa liberalización.

Cabe destacar, no obstante, que actualmente el proceso de apertura del mercado en los países miembros de la Unión Europea ofrece una visión desigual. Sólo nueve de los 25 países que la forman tienen su mercado eléctrico completamente liberalizado, entre ellos, España. En cualquier caso, esta liberalización deberá hacerse efectiva en todos ellos a medio plazo.

Dichas políticas de liberalización conducen a la división en la explotación del sistema entre los diferentes participantes: gestión de red, distribución y generación, abriendo el mercado a los autoprodutores y a la introducción de nuevos agentes que intervengan de forma activa en el mercado. Esta separación promueve la aparición de nuevos competidores en generación y la apertura de las redes de transporte y distribución.

- b) Saturación de la capacidad del actual sistema de potencia ante demandas fuertemente crecientes. Problemas de ubicación de las grandes centrales y ampliación de la infraestructura actual del sistema de potencia.



En España, el crecimiento de la demanda de energía eléctrica que ha tenido lugar en los últimos años ha sido muy superior que el crecimiento económico. Esta tendencia conlleva la saturación de las infraestructuras existentes y la necesidad de adaptarlas a las previsiones.

Sin embargo, la construcción de nuevas líneas de transporte y distribución, subestaciones y nuevas centrales de generación se enfrenta actualmente a un creciente rechazo social, lo que hace cada vez más difícil la ampliación del actual sistema eléctrico.

Una alternativa a este problema se puede encontrar en la GD que permitiría cubrir los picos de la demanda y evitar las interrupciones de suministro que preocupan a los responsables del sistema y a la sociedad en general. Contribuye, por tanto, a una mayor seguridad global en el suministro de energía y facilita la planificación del abastecimiento frente a previsiones inciertas de demanda.

c) Reducción de pérdidas en la red y del coste asociado a las infraestructuras que la soportan.

Aproximadamente el 30 % de la inversión de las compañías eléctricas se dedica a cubrir costes de transporte y distribución y las pérdidas de potencia que se producen en las líneas, debidas al transporte de la energía, se estiman en un 7-10 % de promedio con respecto a la potencia total generada, alcanzando un 14 % en horas punta. La GD, al estar conectada en puntos más cercanos al consumidor, reduce estas pérdidas, aunque los efectos pueden variar dependiendo de las características propias de la red, de su topología, de la ubicación de los generadores y de cuanto se genera en cada momento.

Asimismo, como ya se ha comentado, el crecimiento de la demanda energética conlleva la necesidad de extender el sistema de distribución y reforzar las líneas existentes. Esto supone un coste muy alto que, en ocasiones, resulta inviable económicamente frente a la posibilidad de incorporar nuevos sistemas aislados de producción o la creación de microrredes de distribución asociadas.

d) Avances tecnológicos en el desarrollo de las fuentes alternativas de generación y reducción de costes.

La necesidad de incrementar la capacidad del actual sistema eléctrico y las dificultades para construir nuevas grandes centrales o líneas de transporte y distribución han impulsado el desarrollo de equipos de generación a pequeña escala que ofrecen una solución innovadora a estos problemas. El vertiginoso desarrollo tecnológico que están experimentando estos equipos constituye uno de los factores clave en el "boom" de la GD pues ha permitido aumentar la eficiencia de las tecnologías empleadas y su fiabilidad, al tiempo que permiten reducir sus costes de instalación, operación y mantenimiento.

e) Conservación de las fuentes de energía básicas: petróleo, carbón y gas natural.

El actual sistema energético está agotando las reservas de combustible. A escala mundial, aproximadamente el 93 % de la energía consumida por el hombre

proviene combustibles fósiles -carbón, petróleo y gas natural- y de la energía nuclear, cuya utilización masiva conduce al agotamiento de sus reservas. Al ritmo de consumo actual, estas fuentes de energía terminarán agotándose o dejarán de ser económicamente rentables a medio plazo. Se prevén los siguientes plazos de agotamiento de las reservas existentes:

- Carbón: 200-250 años.
- Uranio: 70-90 años.
- Gas natural: 60-80 años.
- Petróleo: 40-50 años.

La búsqueda y explotación de nuevas fuentes de energía primaria es, por tanto, un compromiso vital para salvaguardar el futuro de las generaciones venideras. Es aquí donde entran las fuentes de generación distribuida que utilizan recursos renovables como alternativa a los recursos agotables.

f) Autonomía energética.

La crisis del petróleo de 1973 elevó el precio del barril de petróleo de forma espectacular, el cual ha mostrado desde entonces un comportamiento inestable. Esto ha provocado una creciente toma de conciencia sobre los aspectos reales del problema energético y ha despertado el interés en diversificar las fuentes de energía y fomentar el autoabastecimiento.

Actualmente, la dependencia energética de las importaciones de España se sitúa en el 80 %, por encima de la media europea (50 %). Se trata, por tanto, de buscar y explotar fuentes de energía autóctonas, que permitan reducir la dependencia exterior en materia energética.

La GD ofrece una estructura productiva más amplia que contribuye a la diversificación energética y potencia los recursos autóctonos.

g) Reducción de las emisiones de gases de combustión derivada de los objetivos establecidos en el Protocolo de Kyoto. Potenciación de la utilización de fuentes de energía renovable.

De la transformación, transporte y uso final de la energía se derivan importantes efectos medioambientales como es el cambio climático. Para paliar en lo posible sus consecuencias, 36 países industrializados firmaron en 1997 el Protocolo de Kyoto, cuyo principal objetivo es la reducción global de las emisiones de gases de efecto invernadero en el periodo 2008-2012.

Con la producción descentralizada de energía eléctrica se logra, en el caso de las energías renovables, la eliminación del impacto medioambiental de la generación de energía eléctrica. Por otro lado, mediante la utilización de equipos de cogeneración, la eficiencia en el uso del combustible se incrementa, lo que provoca una reducción indirecta de las emisiones de gases de efecto invernadero.





h) Requisitos de continuidad en el servicio.

La fiabilidad del suministro afecta a todos los procesos industriales y, de manera especial, a sectores como el de la informática y las telecomunicaciones, donde cualquier indisponibilidad de suministro eléctrico puede causar grandes pérdidas en sus procesos productivos.

El sistema actual de potencia está diseñado para proporcionar un 99,97 % de disponibilidad de servicio (equivalentes a unas 2,6 horas al año fuera de servicio). La creación de microrredes locales permiten alcanzar un 99,99 % de fiabilidad (o de "cuatro nueves"). Sin embargo, la alta tecnología en los procesos de producción y en las empresas de servicio demanda fiabilidades mayores (de hasta seis y nueve nueves) que es posible alcanzar con la GD.

i) Favorece el desarrollo de regiones aisladas y la inversión privada.

La generación de energía eléctrica mediante energías renovables es muy apropiada para su implantación en zonas aisladas, a las que la red de transporte y distribución actual no llega. Esto favorece el desarrollo regional homogéneo de todo el país.

Por último, la producción descentralizada de energía eléctrica representa una mayor oferta de posibilidades de inversión para la iniciativa privada, que, de esta forma, puede penetrar más fácilmente en el negocio de la generación. Este hecho ha dado lugar, en los últimos años, a una fuerte inversión privada en Investigación y Desarrollo de nuevas tecnologías.

4.2. BARRERAS

Hasta ahora, se ha presentado un panorama muy esperanzador para el desarrollo de la GD, que nos lleva hacia un nuevo modelo de negocio del sector eléctrico en el que los sistemas de micro- y mini-generación a partir de fuentes de energía renovable y las tecnologías de ahorro y eficiencia energética se muestran imprescindibles para satisfacer plenamente los requisitos, cada vez más exigentes, de los diferentes tipos de usuarios que demandan energía eléctrica de alta calidad y fiabilidad.

Sin embargo, no todos los factores y agentes implicados contribuyen en la misma medida en el desarrollo de sistemas que promuevan iniciativas en el sector de la GD. Existen una serie de barreras que impiden la implantación masiva de este tipo de instalaciones. Las más importantes son las barreras técnicas, económicas y regulatorias.

Por un lado, existen **barreras técnicas**, que incluyen las relacionadas con el nivel de desarrollo de las tecnologías y con la interconexión de los sistemas de generación a las redes de distribución.

La falta de madurez de algunas tecnologías se traduce en menores eficiencias, fiabilidad, tiempo de vida, etc., y supone una barrera a su implantación que puede ser reducida incrementando la investigación y el desarrollo tecnológico e implementando proyectos de demostración, etc.

Asimismo, en el caso concreto de las tecnologías de GD renovables, su producción depende de la disponibilidad del recurso renovable, el cual tiene, generalmente, variaciones aleatorias, lo que la hace bastante "impredecible".

Por ello, dicha producción puede variar mucho durante su operación y se pueden producir desvíos significativos en los programas de compra de energía de las distribuidoras. En el caso de las tecnologías de GD no renovables (cogeneración), la producción de energía eléctrica también puede verse afectada, en este caso, por las necesidades de energía térmica del propietario del equipo. Todo ello puede constituir una barrera para que la generación descentralizada se incorpore a los mercados de energía.

Las barreras de interconexión incluyen las exigencias de las compañías distribuidoras dirigidas a la compatibilidad con la explotación de la red (especificaciones relativas a calidad de suministro, fiabilidad y continuidad, seguridad, medida, distribución local y control). Las redes de distribución no están preparadas técnicamente para conectar GD, pues fueron diseñadas para conectar cargas, no generadores. Es por esto que la conexión de dichos generadores puede acarrear problemas de estabilidad, fiabilidad, flujos bidireccionales, etc. Es necesario, por tanto, adoptar normativas técnicas de interconexión que aseguren la fiabilidad, seguridad y calidad del suministro y acelerar el desarrollo de los sistemas y tecnologías de control en GD.

Hoy en día, a pesar de que existen reglamentaciones que definen los requisitos procedimentales y contractuales, los criterios de conexión exigidos por las distribuidoras son aún muy restrictivos, debido, sobre todo, a la falta de experiencia con este tipo de generación.

Esto hace que muchas veces los criterios aplicados sean redundantes y se produzcan sobrecostos innecesarios.

Por otro lado, están las **barreras económicas**. La falta de madurez de algunas tecnologías y la poca difusión que ello conlleva, hacen que los costes de la inversión inicial, así como el mantenimiento posterior, se disparen, resultando en una traba a su penetración. Todo esto, implica plazos de amortización muy altos que se traducen en un mayor riesgo para el inversor.

Un mayor esfuerzo de investigación y desarrollo tecnológico y herramientas específicas de financiación de proyectos, subvenciones, primas e incentivos fiscales pueden ayudar a reducir riesgos y difundir la GD.

Asimismo, los efectos resultantes de la instalación de generadores distribuidos (aumento o disminución de pérdidas, mejoramiento o empeoramiento de la calidad de suministro, inversiones evitadas o necesidad de realizar nuevas inversiones, etc.) pueden dar lugar a ahorros o sobrecostos cuyo reparto puede influir positiva o negativamente a la hora de estudiar la viabilidad de un proyecto de GD.

Por último, las barreras regulatorias incluyen los problemas existentes a la hora de obtener licencias de instalación (problemas medioambientales, sociales, etc.), que involucran en muchos casos a autoridades locales, regionales y nacionales, haciendo el proceso largo y tedioso. Convendría, por tanto, agilizar estos procesos de resolución de propuestas.





5 ASPECTOS MEDIOAMBIENTALES

La penetración y crecimiento de la Generación Distribuida, está muy ligada a las energías renovables y otras tecnologías de alta eficiencia como la cogeneración. Adicionalmente, las pérdidas netas del sistema eléctrico derivadas de la lejanía entre las fuentes generación centralizada y los puntos de consumo, se estiman en un 7-10 % del total consumido. La GD entendida como generación junto a las fuentes de consumo, conlleva importantes reducciones en estas pérdidas.

Se puede afirmar por tanto, que la GD, tanto por las tecnologías de generación que utiliza, como por la reducción de pérdidas de transporte y distribución que conlleva, es un factor clave de cara a cumplir los compromisos adquiridos en materia medioambiental, reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero y el consumo de combustibles fósiles.

En 2004, el consumo de energías renovables evitó la emisión a la atmósfera de entre 62 y 31 millones de toneladas de CO₂ (según se considere la sustitución de carbón o gas). En términos económicos, considerando a 15 € la tonelada de CO₂, supondría entre 930 y 470 millones de euros.

El **Protocolo de Kyoto**, aprobado el 10 de diciembre de 1997 en la Cumbre de Kyoto, obliga a los países industrializados a limitar las emisiones de seis gases de efecto invernadero en el periodo 2008-2012:

- CO₂ (Anhídrido carbónico o dióxido de carbono).
- CH₄ (Metano).
- N₂O (Óxido nitroso).
- HFCs (Hidrofluorcarburos).
- PFCs (Perfluorcarburos).
- SF₆ (Hexafluoruro de azufre).

El Protocolo entró en vigor el 16 de febrero de 2005 en 141 países, obligando a sus firmantes a reducir, para 2012, sus emisiones de gases invernadero en un 5,2 % respecto de las de 1990. El objetivo de reducción y/o limitación del conjunto de gases de efecto invernadero regulados se entenderá como la media de emisiones anuales en los cinco años que cubre el periodo 2008-2012, para evitar las distorsiones que pudieran producirse en un año de dicho periodo por causas imprevisibles (sequía,

etc.).

El éxito del Protocolo será relativo debido a la negativa a ratificarlo de Estados Unidos, principal emisor del mundo, con un 25 % del total. Si lo ratificaron, sin embargo, los 15 países de la Unión Europea, Japón (segunda potencia económica mundial) y otros grandes emisores como Bulgaria, Eslovaquia, Estonia, Hungría, Islandia, Letonia, Rumania y República Checa.

Tras la firma del Protocolo, la Unión Europea ha asumido el compromiso de reducir sus emisiones en un 8 % con respecto a las emisiones del año 1990. Antes de la ratificación de dicho Protocolo, se produjo un acuerdo interno sobre el reparto del citado compromiso entre los quince países de la Unión Europea ("*burden sharing*"). Según este reparto, España puede aumentar sus emisiones un 15 % respecto a lo que emitía en el año 1990.

Tabla 9. Reparto de emisiones en la Unión Europea.

Países	Reducciones de las emisiones en 2010 para CO ₂ , CH ₄ y N ₂ O, FSCs, PFCs y SF ₆ conjuntamente (de forma ponderada) en comparación con 1990
Luxemburgo	- 30 %
Dinamarca	- 22,50 %
Alemania	- 22,50 %
Austria	- 20,50 %
Reino Unido	- 12 %
Bélgica	- 9 %
Países Bajos	- 8 %
Italia	- 7 %
Finlandia	0 %
Francia	0 %
Suecia	+ 5 %
Irlanda	+ 11 %
España	+ 15 %
Grecia	+ 23 %
Portugal	+ 24 %

Hasta ahora, el Protocolo no ha logrado su objetivo de reducir de manera significativa la emisión de gases, ya que es incumplido por muchos de los países firmantes.

Con el objetivo de complementar el Protocolo de Kyoto, Estados Unidos, Australia, Japón, China, India y Corea del Sur acordaron, en julio de 2005, colaborar en el desarrollo de tecnología dirigida a reducir las emisiones de gases contaminantes. Las seis naciones en conjunto, son responsables de cerca del 40 % de las emisiones de gas en todo el mundo y, de ellas, únicamente Japón ha ratificado el Protocolo.

Por otro lado, a nivel europeo, la Directiva 2003/87/CE establecía la obligación, para cada Estado, de elaborar un **Plan Nacional de Asignación (PNA)** que determinase la cantidad de derechos de emisión a asignar a cada instalación, así como el procedimiento a seguir. En el conjunto de la Unión Europea se establece a partir de 2005 un régimen comunitario de comercio de derechos de emisión de CO₂ para fomentar su reducción eficaz. En España, se aprobó un plan para el periodo inicial 2005-2007,





regulado mediante el Real Decreto 1866/2004 (modificado posteriormente por el Real Decreto 60/2005). Al final del periodo, las emisiones no deberán sobrepasar un 24 % las emisiones de 1990.

Asimismo, la Ley 1/2005 regula el registro de derechos de emisión mediante la creación de un Registro Nacional de Derechos de Emisión (RENADE), que se encuentra operativo desde junio de 2005. Este registro constituye un elemento esencial para el seguimiento del cumplimiento de las obligaciones del Protocolo de Kyoto, así como para el establecimiento y funcionamiento del sistema comunitario de comercio de derechos de emisión.

La Tabla 10 muestra una comparación de las emisiones de algunas de las tecnologías de generación explicadas anteriormente, así como las emisiones de un ciclo combinado, que no es GD pero sirve para comparar con la generación centralizada.

Tabla 10. Comparativa de emisiones [32].

Tecnología	Emisiones (kg/MWh)			
	CO ₂	NO _x	SO ₂	CO
Motor alternativo	590-800	4,5-18,6	0,18-1,36	0,18-4
Mini-turbinas	545-700	1,8-5	0,14-0,18	0,5-4,5
Mini-hidráulica	0	0	0	0
Eólica	0	0	0	0
Solar Térmica	0	0	0	0
Fotovoltaica	0	0	0	0
Biomasa	0-50 ⁶	0,15-3	menor de 0,15	1-4
Microturbinas	590-800	0,09-0,64	despreciable	0,14-0,82
Pilas de combustible	360-630	menor a 0,023	0	0,005-0,055
Ciclo combinado	320-400	0,05-0,4	despreciable	0,02-0,45

⁶ El uso de la biomasa como combustible supone un ciclo neutro en la atmósfera, no contabilizándose las emisiones de CO₂ que se produzcan en su quemado, pues éstas se deben a la quema conjunta con otros combustibles.

La biomasa, por sí sola, tiene un balance neutro de emisiones de CO₂.

Por último, se presenta en forma gráfica el valor de las emisiones de CO₂ por tecnología.

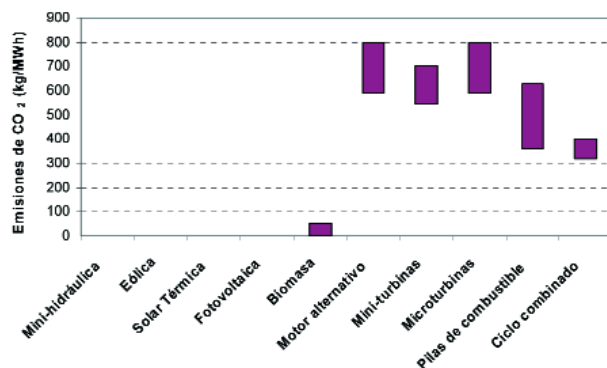


Figura 42. Emisiones de CO₂ por tecnología.

6 MARCO REGULATORIO EN ESPAÑA: TARIFAS E INCENTIVOS



La liberalización del mercado eléctrico, junto con los condicionantes medioambientales, configuran un escenario en el que la necesidad de diversificar las fuentes de energía y optimizar el consumo está fuertemente ligada con el incremento en el uso de las energías renovables y con la mejora de la eficiencia energética de los procesos.

A nivel europeo, se han puesto en marcha en los últimos años diversas estrategias regulatorias para la promoción de las energías renovables. Dichas estrategias se pueden clasificar atendiendo a tres criterios fundamentales:

- Si la intervención regulatoria actúa sobre el precio o sobre la capacidad a instalar.
- Si dicha intervención actúa sobre la inversión o sobre la generación.
- Si los fondos para financiar la electricidad de origen renovable provienen de los consumidores finales de la electricidad (en proporción a su consumo) o de los contribuyentes.

		Directos		Indirectos
		Precio	Cuota	
Regulados	Inversión	Ayudas a la inversión	Certificados Verdes Negociables (TGC)	Impuestos medioambientales (mercado de emisión)
		Incentivos fiscales		
	Generación	Primas fijas (<i>Renewable Energy Feed-in Tariffs</i> (REFIT))		
		Subastas		
Voluntarios	Inversión	Fondos verdes		Acuerdos voluntarios
	Generación	Precios verdes		

Tabla II. Estrategias regulatorias de promoción de las energías renovables .



No existen sistemas de apoyo mejores o peores; todo depende de la fase de desarrollo en la que se esté. Los sistemas de primas, por ejemplo, son adecuados para el impulso inicial a estas energías, como ha ocurrido en España y Alemania. Sin embargo, una vez logrado este impulso, conviene explorar las oportunidades que ofrece el mecanismo de mercado para lograr los objetivos con un mínimo coste para la sociedad.

Actualmente, el sistema REFIT es el que prevalece en la UE. En él, las autoridades fijan el precio de venta de la electricidad renovable, siendo el mercado quien regula la cantidad de potencia a instalar.

En España, como ya se ha comentado, la GD se encuadra dentro del llamado Régimen Especial (RE). Nace con la Ley 82/1980, de 30 de diciembre, sobre conservación de energía que, para el desarrollo de las pequeñas instalaciones de energías renovables y de alto rendimiento energético, reguló dos aspectos básicos: el derecho a vender la energía excedentaria a la red y a un precio definido reglamentariamente.

Desde entonces, varias Leyes y Reales Decretos (RD) han desarrollado la citada Ley hasta la aprobación, en 2004, del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, que tiene por objeto:

- Actualizar, sistematizar y refundir el desarrollo normativo sobre el Régimen Especial de la Ley del Sector Eléctrico (Ley 54/97) y actualizar el RD 2818/1998, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración.
- Establecer un régimen económico duradero basado en una metodología compatible con la tarifa eléctrica media de referencia. Con él, quedaron derogados: el RD 2818/1998, RD 841/2002 (de incentivación al mercado) y el artículo 30.2.h del RD 2018/1997 de puntos de medida. Así mismo, se modifican algunos apartados del RD 2019/1997, sobre servicios complementarios, y RD 2018/1997, sobre fronteras de la red.

Según el RD 436/2004, se considera "Régimen Especial" las instalaciones productoras, cuya potencia no supere los 50 MW, en los siguientes casos:

- Autoprodutores que utilicen cogeneración u otras formas de producción de electricidad asociadas a actividades no eléctricas con alto rendimiento energético.
- Cuando se utilice como energía primaria alguna de las renovables no consumibles, biomasa o biocarburantes.
- Cuando se utilicen como energía primaria residuos no renovables.

Las microturbinas y los motores alternativos quedan, por tanto, fuera del ámbito de aplicación de estas leyes al ser sistemas que consumen combustibles fósiles.

Tabla 12. Ámbito de aplicación del RD 436/2004.

Categoría a		Autoprodutores
a.1	Cogeneración a.1.1 Combustible GN, al menos del 95 % de la energía primaria utilizada a.1.2 Resto de cogeneradores	
a.2	Energías residuales de proceso industrial cuyo fin no sea la producción eléctrica	
Categoría b		Renovables no consumibles
b.1	Energía solar b.1.1. Fotovoltaica b.1.2 Térmica	
b.2	Eólica b.2.1 Instalaciones ubicadas en tierra b.2.2 Instalaciones ubicadas en mar	
b.3	Geotérmica olas, mareas o rocas calientes o secas, oceanotérmica y de corrientes marinas	
b.4	Hidroeléctricas ≤ 10 MW	
b.5	Hidroeléctricas > 10 MW ≤ 50 MW	
b.6	Combustible principal biomasa cultivos energéticos, residuos actividades agrícola o jardinería, residuos aprovechamientos forestales u otras operaciones servícolas en masas forestales y espacios verdes (Anexo II)	
b.7	Combustible principal: Biomasa estiércoles, lodos depuración de aguas residuales, residuos actividad ganadera, biocombustibles y biogas (especificada en el Anexo II)	
b.8	Combustible principal: Biomasa instalaciones industriales del sector agrícola y forestal, o mezcla de los anteriores.	
Categoría c		Residuos no contemplados en b
c.1	Combustible principal: R.S.U. (Residuos Sólidos Urbanos)	
c.2	Combustible principal: Otros residuos no contemplados anteriormente	
c.3	Combustible: Residuos, no menos del 50% de la energía primaria utilizada	
Categoría d		Cogeneración para el tratamiento y Reducción de Residuos de sectores agrícola, ganadero y de servicios
d.1.	Purines de explotaciones de porcino de zonas excedentarias	
d.2	Lodos	
d.3	Otros residuos distintos de los dos grupos anteriores	

Según la normativa vigente, estas instalaciones pueden incorporar al sistema su energía excedentaria, salvo las de la Categoría b que pueden incluir la totalidad de la energía generada. La energía eléctrica debe ser cedida a la distribuidora más próxima, a una tarifa fija regulada, o bien puede ser vendida libremente al mercado al precio del mercado o al precio libremente negociado por el titular de la instalación más un incentivo y, en su caso, una prima.

Las tarifas, primas e incentivos, se definen como porcentajes a aplicar sobre la tarifa eléctrica media o de referencia (TMR 2005 = 7,3304 c€/kWh), según muestra la Tabla 13.



Tabla 13. Tarifas, primas e incentivos definidos en el RD 436/2004.

TIPO DE ENERGÍA	TARIFA REGULADA	INCENTIVO	PRIMA
Microgeneración y pilas de combustible de pequeña potencia (Potencia < 1 MW)	90% primeros 10 años 50% el resto	-	-
Solar Fotovoltacia (Potencia < 100kWp)	575% primeros 25 años 460% el resto	-	-
Solar Fotovoltacia (Potencia > 100kWp)	300% primeros 25 años 240% el resto	10%	250% primeros 25 años 200% el resto
Solar Termoelectrica	300% primeros 25 años 240% el resto	10%	250% primeros 25 años 200% el resto
Eólica (Potencia < 5MW)	90% primeros 15 años 80% el resto	10%	40%
Eólica (Potencia > 5MW)	90% primeros 5 años 85% los 10 años siguientes 80% el resto	10%	40%
Eólica off-shore (Potencia < 5MW)	90% primeros 15 años 80% el resto	10%	40%
Eólica off-shore (Potencia > 5MW)	90% primeros 5 años 85% los 10 años siguientes 80% el resto	10%	40%
Geotérmica, olas y otras (Potencia < 50MW)	90% primeros 20 años 80% el resto	10%	40%
Hidráulica (Potencia < 10MW)	90% primeros 25 años 80% el resto	10%	40%
Hidráulica (Potencia entre 10 y 25 MW)	90% primeros 15 años 80% el resto	10%	40%
Hidráulica (Potencia entre 25 y 50 MW)	80%	10%	30%
Biomasa primaria (cultivos energéticos, etc.)	90% primeros 20 años 80% el resto	10%	40%
Biomasa secundaria (biocombustibles, biogás, etc.)	90% primeros 20 años 80% el resto	10%	40%
Biomasa primaria y secundaria (mezcla de las anteriores)	80%	10%	30%

7 FINANCIACIÓN DE PROYECTOS

La financiación es una parte clave a considerar a la hora de plantear, estudiar o promover cualquier tipo de proyecto de Generación Distribuida.

Existe una amplia gama de herramientas y apoyos públicos para este tipo de proyectos, entre los que cabe destacar los siguientes:

Financiación por terceros

La financiación por terceros (TPF), es una herramienta muy extendida para proyectos de cogeneración, pero también es válida para proyectos de Generación Distribuida, y especialmente en aquellos donde el promotor/usuario requiera conocimientos en tecnología energética para su desarrollo, pero no los tenga disponibles, o no sea capaz de adquirirlos a un precio adecuado.

Ante esta situación, el promotor puede implicar a un experto externo que le proporcione el conocimiento necesario, es decir, lo que se conoce como Compañía de Servicios Energéticos (ESCO). La ESCO dirigirá el proyecto, conseguirá financiación y será la propietaria de esta instalación. Las ESCO pueden proporcionar un amplio rango de servicios, desde el diseño, financiación e instalación hasta su operación, mantenimiento y monitorización. Lo más importante es que la ESCO garantiza al usuario las producciones térmicas y eléctricas a precios convenidos durante la duración del contrato. La TPF está vinculada al contrato de la instalación.

Los costes pagados por el cliente para la inversión así como los servicios y garantías de la ESCO están incluidos en el precio unitario convenido del calor y la electricidad generados por la unidad de cogeneración. Las principales ventajas de la TPF son:

- El promotor no realiza ninguna inversión, ya que sólo paga por los servicios acordados en el contrato con la ESCO (suministro de energía eléctrica, calefacción, vapor, etc.).
- El promotor no necesita tener conocimientos especializados en proyectos energéticos.

El Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) y las agencias de energía regionales, entre otro tipo de organizaciones y consultorías, pueden aconsejar y apoyar en todas las etapas para realizar un proyecto TPF.

Financiación IDAE

La actividad inversora del IDAE tiene por objetivo impulsar proyectos que tengan un claro componente de innovación tecnológica y gocen de replicabilidad.





Las participaciones del IDAE en proyectos de Generación Distribuida se desarrollan fundamentalmente en el ámbito de la cogeneración, y se materializan a través de Uniones Temporales de Empresas (UTE, para inversiones de entre 3 y 42 millones de euros) y Agrupaciones de Interés Económico (AIE, para inversiones superiores a los 42 millones de euros). La participación del IDAE en las UTEs alcanza porcentajes de entre el 60 y el 80 %.

Para la ejecución de proyectos eólicos y de biomasa, la participación del IDAE es variable, pero suele representar alrededor del 20 %. Para impulsar el desarrollo de tecnologías en su fase previa al desarrollo comercial (proyectos de demostración) y proyectos de innovación existen también convenios de colaboración y cuentas de participación.

La Línea de Préstamos IDAE 2006, surge, con una dotación inicial de 30 millones de euros, para financiar inversiones en proyectos de energía solar térmica, fotovoltaica aislada y biomasa doméstica e instalaciones de cogeneración.

Plan Nacional de I+D+i y convenio ICO-CDTI

Son líneas de financiación para proyectos con cierta capacidad de innovación y desarrollo tecnológico en el área de fabricación de bienes de equipo.

AGENCIAS DE LA ENERGÍA	
Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid – MADRID	AGENEX – Agencia Extremeña de la Energía-Badajoz – BADAJOZ
ICAEN - Institut Català d'Energia – BARCELONA	AGENEX – Agencia Extremeña de la Energía-Cáceres – CÁCERES
INEGA – Instituto Enerxético de Galicia - SANTIAGO DE COMPOSTELA (A Coruña)	APEA – Agencia Provincial de la Energía de Ávila – ÁVILA
Agencia Andaluza de la Energía	ENERNALÓN – Fundación Agencia Local de la Energía del Nalón – CIANO-LANGREO (Asturias)
FAEN – Fundación Asturiana de la Energía – MIERES (Asturias)	AGENBUR – Agencia Provincial de la Energía de Burgos – BURGOS
EVE – Ente Vasco de la Energía – BILBAO (Bizkaia)	Agència d'Energia de Barcelona – BARCELONA
AVEN – Agencia Valenciana de la Energía – VALENCIA	CDEA – Centre de Documentació i Educació Ambiental – TERRASSA (Barcelona)
AGECAM, S.A. - Agencia de Gestión de la Energía de Castilla-La Mancha, S.A. – ALBACETE	ASET – Agència de Serveis Energètics de Terrassa – TERRASSA (Barcelona)
EREN – Ente Regional de la Energía de Castilla y León – LEÓN	FAIMEVI – Fundación Axencia Intermunicipal da Enerxía de Vigo – VIGO (Pontevedra)
AEG – Agencia Provincial de la Energía de Granada – GRANADA	ALES – Agencia Local de la Energía de Sevilla – SEVILLA
APEH – Agencia Provincial de la Energía de Huelva – HUELVA	SSXXI-Energía – Sevilla Siglo XXI – Energía
APET – Agencia Provincial de la Energía de Toledo – TOLEDO	AEMPA – Agencia Energética Municipal de Pamplona – PAMPLONA (Navarra)
ARGEM – Fundación Agencia Regional de Gestión de la Energía de Murcia – MURCIA	AEMVA – Agencia Energética Municipal de Valladolid – VALLADOLID

Fuente: <http://www.energen.org/finance/parteneragen.asp>

El Plan Nacional de Investigación Científica, Desarrollo e Innovación Tecnológica (I+D+i) 2004-2007, tiene como finalidad mejorar la posición española en el contexto científico-tecnológico de la Unión Europea y de la OCDE. Los programas de ayudas abarcan un amplio número de temas, entre los cuales destaca la energía. El Programa Nacional de Energía se ocupa de aspectos ligados a la generación energética, transformación, almacenamiento y distribución, de modo que se contribuya a un desarrollo sostenible.

Incentivos Regionales

Se trata de ayudas financieras concedidas por las Comunidades Autónomas y dirigidas a inversiones en producción de bienes de equipo, principalmente, para impulsar el desarrollo regional.

Este tipo de incentivos se coordinan a través de las Agencias de la Energía de las distintas Comunidades Autónomas o de los servicios competentes de las Administraciones Autonómicas.

En el caso concreto de la Comunidad de Madrid, la Administración Autonómica cuenta con dos programas de ayudas, uno para la promoción del ahorro y la eficiencia energética y otro para la promoción de las energías renovables.

El primero de ellos, el de fomento del ahorro y la eficiencia energética, está abierto a todo tipo de beneficiarios que emprendan proyectos de ahorro energético en sus instalaciones o inmuebles (entre las cuales se incluyen las instalaciones de cogeneración) y se basa en la concesión de ayudas directas cuya cuantía depende del tipo de proyecto que se pretenda acometer así como de las particularidades propias de cada convocatoria.

Por otra parte, el programa de ayudas para la promoción de las energías renovables está dirigido a Ayuntamientos, entidades públicas, instituciones sin ánimo de lucro, comunidades de propietarios, empresas y personas físicas, con la excepción, en estos dos últimos casos, de las instalaciones que se vayan a inscribir en Régimen Especial, es decir, las que se conecten a la red para la venta de la energía. Al igual que ocurre con el anterior, el programa concede ayudas directas a la construcción de instalaciones de aprovechamiento de energías renovables cuya cuantía varía en función del tipo de proyecto y de la convocatoria específica.

Por otra parte, para la promoción de las energías renovables, la Comunidad de Madrid cuenta también con una línea de apoyo a la financiación de los proyectos de este tipo que son desarrollados por PYMEs y autónomos y cuando éstos se llevan a cabo a través de créditos o de operaciones de leasing.

Dicha línea se gestiona a través de Avalmadrid, S.G.R. y cubre dos puntos del tipo de interés de la financiación, así como las comisiones de apertura, aval y estudio.

En esta misma línea de trabajo, la Comunidad de Madrid ha firmado Convenios de Colaboración con varias cajas de ahorro (Caja Madrid y Caja Duero) para la financiación en condiciones preferentes de instalaciones de energía solar, tanto térmica como fotovoltaica.

Estas ayudas se dirigen a pequeñas y medianas empresas, empresarios autónomos, corporaciones locales y particulares.





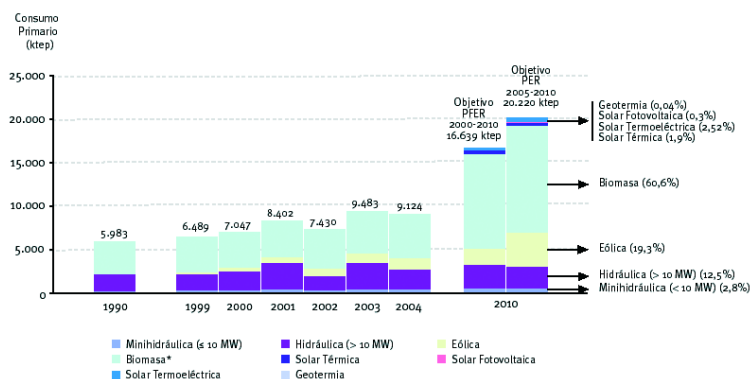
8

TENDENCIAS Y RETOS DE FUTURO

La GD se extiende, en mayor o menor medida, tanto en países desarrollados como en países en vías de desarrollo y se reparte por toda la geografía mundial.

Existen diversos factores que condicionan notablemente el desarrollo e implantación de estas tecnologías. Entre ellos, podemos destacar la **disponibilidad de recursos** -existencia de yacimientos geotérmicos en zonas de naturaleza volcánica, zonas de alta irradiación solar, recursos forestales y agrícolas, yacimientos de gas natural, etc.-, las **características físicas del país** -extensión, complejidad orográfica, islas, zonas rurales, etc.- y los **factores económico, social y políticos** -consumos y necesidades, grado de liberalización del mercado, ayudas de las administraciones públicas, compromisos medioambientales, etc.- Asimismo, el nivel de **madurez tecnológica** de los diferentes recursos es un factor claramente determinante en su evolución futura.

En España, el **Plan de Energías Renovables 2005-2010 (PER)** fija los objetivos de producción con energías renovables a alcanzar para el 2010. Se trata de una revisión del Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010 (PFER), hasta ahora vigente.



*Induye R.S.U., biogás y biocarburantes. Datos 2004, provisionales.

Fuente: IDAE.

Figura 43. Consumo de Energías Renovables en España.

Con esta revisión, se trata de mantener el compromiso adquirido en el PFER de cubrir con fuentes renovables al menos el 12 % del consumo total de energía en 2010, así como de incorporar otros dos objetivos indicativos: 29,4 % de generación eléctrica con renovables y un consumo de biocarburantes del 5,75 % en transporte.

La Tabla 14 presenta un resumen de la situación de las energías renovables en España a finales de 2004 así como los objetivos del Plan de Energías Renovables para 2010.

Tabla 14. Objetivos del Plan de Energías Renovables 2005-2010.

	Situación en 2004 [año medio (3)]			Objetivo de incremento 2005-2010 (2)			Situación Objetivo en el año 2010		
	Potencia (MW)	Producción (GWh)	Producción en términos de Energía Primaria (ktep)	Potencia (MW)	Producción (GWh)	Producción en términos de Energía Primaria (ktep)	Potencia (MW)	Producción (GWh)	Producción en términos de Energía Primaria (ktep)
Generación de electricidad									
Hidráulica (> 50 MW) (3)	13.521	25.014	1.979	0	0	0	13.521	25.014	1.979
Hidráulica (Entre 10 y 50 MW)	2.897	5.794	498	360	687	59	3.257	6.480	557
Hidráulica (< 10 MW)	1.749	5.421	466	450	1.271	109	2.199	6.692	575
Biomasa	344	2.193	680	1.695	11.823	4.458	2.039	14.015	5.138
Centrales de biomasa	344	2.193	680	973	6.787	2.905	1.317	8.980	3.586
Co-combustión	0	0	0	722	5.036	1.552	722	5.036	1.552
R.S.U.	189	1.223	395	0	0	0	189	1.223	395
Eólica	8.155	19.571	1.683	12.000	25.940	2.231	20.155	45.511	3.914
Solar fotovoltaica	37	56	5	363	553	48	400	609	52
Biogás	141	825	267	94	592	188	235	1.417	455
Solar termoelectrónica	-	-	-	500	1.298	509	500	1.298	509
TOTAL ÁREAS ELÉCTRICAS	27.032	60.096	5.973	15.462	42.163	7.602	42.494	102.259	13.574
	m² Solar t. baja temp.		(ktep)	m² Solar t. baja temp.		(ktep)	m² Solar t. baja temp.		(ktep)
Biomasa			3.487			583			4.070
Solar térmica de baja temperatura	700.805		51	4.200.000		325	4.900.805		376
TOTAL ÁREAS TÉRMICAS			3.538			907			4.445
Biocarburantes (Transporte)									
TOTAL BIOCARBURANTES			228			1.972			2.200
TOTAL ENERGÍAS RENOVABLES									
			9.739				10.481	20.220	
CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA (ktep)									
(Escenario energético: Tendencial/PER)			141.567					167.100	
Energías Renovables/Energía Primaria (%)			6,9%					12,1%	

(1): Datos de 2004, provisionales. Para energía hidráulica, eólica, solar fotovoltaica y solar térmica, se incluye la producción correspondiente a un año medio, a partir de las potencias y superficie en servicio a 31 de diciembre, de acuerdo con las características de las instalaciones puestas en marcha hasta la fecha, y no el dato real de 2004. No incluidos biogás térmico y geotermia, que en 2004, representan 28 y 8 ktep.

(2): En los objetivos de incremento para el período 2005-2010, las producciones corresponden a un año medio, de acuerdo con las potencias y las características de las instalaciones puestas en marcha durante ese período. Para las energías hidráulicas y eólica, sólo la mitad de la potencia instalada en el último año (2010) se ha traducido a producción en las columnas correspondientes.

(3): Incluye producción con bombeo puro.

De acuerdo con el PER, los mayores incrementos se producirán en la energía eólica, biomasa, solar termoelectrónica y mini-hidráulica.

- **Energía eólica:** los sistemas conectados a red presentan madurez tecnológica a unos precios cada vez más competitivos. Se presentan, sin embargo, posibilidades de desarrollo de los aerogeneradores y sus componentes, en lo referente a: incremento progresivo de tamaño unitario de los aerogeneradores, la reducción de su peso, la mejora de los rendimientos de captación, el aumento de la disponibilidad de los sistemas, la mejora de los materiales de fabricación, el desarrollo de sistemas de almacenamiento y la integración en el sistema de suministro eléctrico competitivo.
- **Biomasa:** es necesario mejorar las tecnologías de gasificación para valorización energética, desarrollar la tecnología de pirólisis y nuevos métodos de recolección de residuos forestales, optimizar los diseños de los nuevos reactores anaerobios y desarrollar la codigestión anaerobia. En biocombustibles, la impulsión de los procesos de obtención de bioetanol a partir de materiales lignocelulósicos será el principal desarrollo tecnológico.
- **Energía solar térmica:** es una tecnología madura. La calidad de los colectores, su fiabilidad y durabilidad, y el diseño específico para nuevas aplicaciones hacen que las instalaciones de aprovechamiento de esta energía sean simples de proyectar,





instalar y mantener y, por ello, cada vez más competitivas. Para el futuro, los esfuerzos se centrarán en la optimización del diseño y fabricación para abaratar el producto, su empleo conjunto con máquinas de absorción y desarrollo de colectores para refrigeración, el diseño de instalaciones para calefacción en invierno y refrigeración en verano, la integración arquitectónica en los edificios y la mejora en los elementos auxiliares de las instalaciones.

- **Mini-hidráulica:** es una tecnología madura, existiendo, por tanto, pocas posibilidades de mejora tecnológica. Se podría progresar en el desarrollo de grupos compactos versátiles de turbinagenerador- sistemas de control, y en el diseño de presas adaptables a los cauces de los ríos.

El mayor potencial de desarrollo se encuentra en la energía solar térmica y la fotovoltaica en edificios. De acuerdo con un estudio realizado por el Instituto de Investigaciones

Tecnológicas de la Universidad Pontificia de Comillas para Greenpeace [29], se podría, incluso, cubrir más de cuatro veces la demanda de electricidad proyectada para el año 2050 (34,01 TWh/año) sólo con energía termosolar y el doble de la demanda proyectada sólo con energía fotovoltaica integrada en edificios. La campaña "Madridsolar", anteriormente descrita, está destinada a promover este tipo de energía.

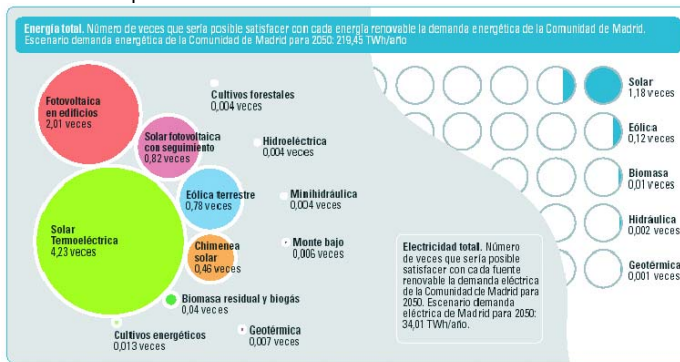


Figura 44. Potencial renovables-2050-resumen. Fuente: Greenpeace.

Por otra parte, en la Comunidad de Madrid, el Plan Energético 2004-2012 prevé duplicar la energía anual producida por fuentes de energía renovables al final de dicho periodo, centrándose, sobre todo, en la biomasa, eólica, residuos sólidos, solar fotovoltaica y solar térmica.

En la Tabla 15 se muestra la producción energética anual procedente de fuentes renovables, con el valor que se tiene en la actualidad y el que se prevé en 2012. Se duplicaría la energía anual producida mediante estas fuentes, que en 2004 era de 203,5 ktep anuales y en el 2012 alcanzaría las 406 ktep anuales.

Tabla 15. Producción de energía por fuentes renovables en la Comunidad de Madrid en 2003 y objetivos del Plan en 2012.

Fuente	2003		2012	
	Energía anual	(ktep)	Energía anual	(ktep)
Biocarburantes	0	0	60 ktep	60
Biomasa eléctrica	0	0	30 GWh	10
Biomasa térmica	93,5 ktep	93,5	120 ktep	120
Eólica	0	0	400 GWh	35
Hidráulica	275 GWh	23,7	280 GWh	24
Residuos (RSU+Biogás)	345 GWh	83	500 GWh	128
Solar Fotovoltaica	3,8 GWh	0,3	30 GWh	2,6
Solar térmica de baja temperatura	3 ktep	3	20 ktep	20
Solar termoeléctrica	0	0	25 GWh	6,4
Total	-	203,5	-	406

9

DIRECCIONES DE INTERÉS



- [1] Comunidad de Madrid (www.madrid.org).
- [2] IDAE: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (www.idae.es).
- [3] Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid (www.fenercom.com).
- [4] Asociaciones de Energías Renovables:
 - ✓ APPA: Asociación de Productores de Energías Renovables (www.appa.es).
 - ✓ AEE: Asociación Empresarial Eólica (www.aeeolica.org).
 - ✓ ASIF: Asociación de la Industria Fotovoltaica (www.asif.org).
- [5] COGEN España: Asociación para la promoción de la cogeneración en España (www.cogenspain.org).
- [6] UNESA: Asociación Española de la Industria Eléctrica (www.unesa.es).
- [7] CNE: Regulador del mercado (www.cne.es).
- [8] OMEL: Operador del mercado (www.omel.es).
- [9] REE: Operador del sistema y operador del sistema de transporte (www.ree.es).
- [10] Distribuidoras:
 - ✓ Endesa (www.endesa.es).
 - ✓ Iberdrola (www.iberdrola.es).
 - ✓ Unión FENOSA (www.unionfenosa.es).
 - ✓ Hidrocantábrico (www.h-c.es).
 - ✓ Viesgo (www.enelviesgo.es).



10

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Página web de APPA, Asociación de Productores de Energías Renovables: www.appa.es.
- [2] Página web de IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía: www.idae.es.
- [3] Rafael Alejo García-Mauricio, "Centrales Eléctricas".
<http://thales.cica.es/rd/Recursos/rd99/ed99-0226-01/paginaprincipal.html>
- [4] RENOVALLIA. Situación de las Energías Renovables en España". Informe final 2005.
- [5] Página web del Gobierno del Land Schleswig-Holstein (Alemania): <http://landesregierung.schleswig-holstein.de>.
- [6] Página web de AEE, Asociación Empresarial Eólica: www.aeeolica.org.
- [7] Informe ASIF, "Hacia una electricidad respetuosa con el medio ambiente". Octubre 2005 (www.asif.org).
- [8] Página web de la Plataforma Solar de Almería: www.psa.es.
- [9] Página web del Gobierno de la provincia de Santa Cruz (República Argentina): www.santacruz.gov.ar
- [10] Portal de Medio Ambiente: www.ambientum.com.
- [11] Pontificia Universidad Católica del Perú, "Biomasa".
(<http://www.pucp.edu.pe/invest/grupo/energias/powerbio.ppt>).
- [12] Página web de la Agencia Valenciana de la Energía: www.aven.es.
- [13] Página web de la Universidad Blas Pascal (República Argentina): www.ubp.edu.ar.
- [14] Arturo Epstein, "Microturbinas para cogeneración: Si o No". CONAE - Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (México D.F.). Septiembre 2006.
(www.conae.gob.mx/work/sites/CONAE/resources/LocalContent/4290/1/arturoepstein.pdf)
- [15] Generación Distribuida. CONAE - Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (México D.F.). Octubre 2005.
(http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/CONA_1917_generacion_distribui#_Toc29882931)
- [16] José María Merino, "Energías Renovables: su integración en el sistema eléctrico. Almacenamiento de energía para la mejora de la disponibilidad de las Energías Renovables". ROBOTIKER - TECNALIA. Marzo 2005.
(http://www.robotiker.com/castellano/noticias/eventos_pdf/42/Merino33.pdf)
- [17] N.R. Friedman, "Distributed Energy Resources Interconnection Systems: Technology Review and Research Needs". NREL - National Renewable Energy Laboratory (EE.UU.). Septiembre 2002.
- [18] Estrategia Energética de Euskadi 2010. EVE - Ente Vasco de la Energía (www.eve.es).
- [19] Página web de la Agencia Local de Energía de Barcelona: www.barcelonaenergia.com.
- [20] Portal de Energías Renovables: www.energias-renovables.com.
- [21] Fundación OPTI, "Hidrógeno y Pilas de Combustible. Estudio de Prospectiva". Abril 2006.
- [22] José Manuel Arroyo, "Centrales de Energía Renovable". Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica, Automática y Comunicaciones. Universidad de Castilla - La Mancha. (www.uclm.es).
- [23] Revista InfoPower. Números 43 (febrero 2002), 59 (septiembre 2003), 62 (enero 2004), 82 (enero 2006) y 85 (abril 2006).
- [24] Página web de BP Solar: www.bp.com.
- [25] Instituto Geológico y Minero de España (IGME), "Los recursos geotérmicos".
(<http://aguas.igme.es/AGUASMINERALES/GEOTERMIA/>).
- [26] Proyecto ENIRDGnet.
- [27] "Role of Electricity. Building Block Supply". VGB Power Tech. Noviembre 2006.
- [28] "Cogeneración". Página web de E-nergias.com
(<http://www.energias.com/www/jornadas/cogeneracion.ppt#279,1,Diapositiva1>).
- [29] Instituto de Investigaciones Tecnológicas de la Universidad Pontificia de Comillas, "Renovables 2050. Un informe sobre el potencial de las energías renovables en la España peninsular" para Greenpeace.
- [30] Página web de la Comisión de la Energía de California: www.energy.ca.gov/distgen/
- [31] "Guide to Decentralized Energy Technologies". WADE - World Alliance for Decentralized Energy.
- [32] "Ventajas e inconvenientes de las tecnologías de GD. Barreras a su expansión". Desarrollado por Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) de la Universidad Pontificia Comillas para IBERDROLA. 2002.
- [33] "Proyectos Emblemáticos en el Ámbito de la Energía". Comunidad de Madrid. 2005.



Fundación de la
Energía de
la Comunidad
de Madrid

www.fenercom.com

Energy Management Agency

Intelligent Energy



Europe