

CAPÍTULO PRIMERO
ESTRUCTURA DEL SECTOR ENERGÉTICO

ESTRUCTURA DEL SECTOR ENERGÉTICO

Por JOSÉ LUIS DÍAZ FERNÁNDEZ

Las energías fósiles

Resumen y conclusiones

Todos los estudios responsables -Agencia Internacional de la Energía (AIE), Departamento de Energía de Estados Unidos, etc.- concuerdan en dos puntos:

1. El consumo mundial de energía primaria crecerá entre los años 2005 y 2030 a tasas anuales y acumulativas comprendidas entre el 1,2 y el 1,6%.
2. La participación relativa de las energías fósiles se mantendrá entre el 76 y el 80%, por lo que las emisiones de CO₂ crecerán a tasas similares a las del consumo de energía primaria.

El autoabastecimiento de energías fósiles en España es solamente del 5%, frente al 35% en el resto de los países de la Unión Europea-25 y el 65% de Estados Unidos. España importa prácticamente el 100% del petróleo y el gas natural que consume y el 70% del carbón.

Dada la importancia que mantendrán las energías fósiles en las próximas décadas, es necesario analizarlas separadamente, valorando sus ventajas e inconvenientes.

EL CARBÓN

1. Ventajas:

- Es la energía fósil más abundante.
- Las reservas están diversificadas.
- El precio internacional es menos volátil que el del petróleo y gas natural.

2. Inconvenientes:

- Produce mayores emisiones de CO₂ que las restantes energías fósiles.
- Uso casi exclusivo como combustible, si bien el desarrollo tecnológico permitirá fabricar, a partir del carbón, petróleo sintético y obtener hidrógeno.

Las ventajas dan al carbón una alta garantía de suministro. Los inconvenientes se pueden soslayar con tecnologías de alto rendimiento, oxidación y almacenamiento del CO₂ producido.

GAS NATURAL LICUADO (GNL)

1. Ventajas:

- Existe gas natural para todo el presente siglo.
- Es un combustible limpio.

2. Inconvenientes:

- Reservas concentradas en pocos países.
- Logística cara.
- El transporte por gasoducto da una dependencia recíproca productor-consumidor.
- Precios referenciados al petróleo o sus derivados.
- Uso casi exclusivo como combustible.

La garantía de suministro es menos alta que en los casos del carbón y del petróleo debido a las peculiaridades del transporte. Sin embargo, la previsible expansión del transporte marítimo en forma de GNL aumentará la seguridad del suministro. España tiene el aprovisionamiento del gas natural insuficientemente diversificado, posee escasa capacidad de almacenamiento estratégico y, en cambio, dispone de numerosas plantas de regasificación, lo que posibilitará en el futuro diversificar las importaciones.

EL PETRÓLEO

1. Ventajas:

- Flexibilidad en sus aplicaciones.
- Logística fácil y barata.
- Insustituible en el sector del transporte.

2. Inconvenientes:

- Reservas para 40 años, si bien esta duración temporal se mantiene desde hace años debido a nuevos descubrimientos y mejoras en las tecnologías de exploración-producción.
- Concentración de las reservas (61% en el golfo Pérsico).
- Capacidad de producción poco superior a la demanda.

Es necesario que la demanda mundial de petróleo convencional empiece a decrecer antes de que se alcance la capacidad máxima de producción. Esto será posible mejorando tecnologías alternativas tales como:

- Obtención de gasóleos a partir del gas natural (GTL) y del carbón (CTL).
- Producción de crudos extrapesados, de los que existen enormes reservas en Canadá y Venezuela.
- Segunda generación de biocarburantes a partir de biomásas lignocelulósicas (biorefinerías).

Paralelamente, deberá promoverse el desarrollo de vehículos de bajo consumo (híbridos gasolina electricidad o gasóleo electricidad, mejoras en el diseño, materiales e instrumentación, etc.) concediendo incentivos fiscales que compensen en alguna medida su mayor precio.

Evolución del consumo mundial de energía primaria

El desarrollo económico y social experimentado entre mediados del siglo XIX y finales del siglo XX se basó, por una parte, en la disponibilidad de energía abundante, barata y de calidad y, por otra, en el desarrollo de tecnologías que permitieron la utilización de esta energía.

El cuadro 1 muestra el consumo de energía primaria en los años 1900, 1973 y 2004 expresado en millones de toneladas equivalentes de petróleo (¹). Los datos de estos dos últimos años proceden del *World Energy Outlook 2006* de la AIE.

Puede apreciarse que en el año 1900 la mayor parte de la energía primaria la aportaba el carbón. El descubrimiento de la máquina de vapor había permitido la

¹ 1 Tep = 10.000 termias = 10 millones de kilocalorías

utilización de esta fuente de energía en la industria, el ferrocarril y el transporte marítimo. La aportación de los hidrocarburos era mínima y las energías renovables (biomasas, eólica y pequeños aprovechamientos hidráulicos) representaban el 28,0%.

	1900		1973		2004		Variación 1973/2004 a.a.
	M Tep	%	M Tep	%	M Tep	%	
Petróleo	18	3.0	2.833	46.0	3.951	35.2	1.1
Gas Natural	6	1.0	979	15.9	2.307	20.6	2.8
Carbón	408	68.0	1.496	24.3	2.776	24.7	2.0
E. Nuclear	--	--	53	0.9	714	6.4	8.7
E. Hidroeléctrica	--	--	110	1.8	242	2.1	2.6
Biomásas y residuos	168 ¹	28.0	675	11.0	1.176	10.4	1.8
Otras renovables ²	--	--	6	0.1	57	0.5	--
Total	600	100.0	6.154	100	11.223	100	2.0

¹ Incluye todas las renovables

² Eólica, solar, geotérmica, etc.

En el año 1973 la situación era muy diferente. El petróleo pasó a representar el 46%, los hidrocarburos en su conjunto el 62%, el carbón retrocedió del 68% al 24% y las energías renovables del 28% al 13%, apareciendo una nueva energía, la nuclear. Las dos crisis del petróleo iniciadas en la década de los años setenta dieron lugar a que en el año 2004 perdiera posiciones esta energía, hasta descender al 35%, en beneficio del gas natural y de la energía nuclear. Las energías renovables siguieron estabilizadas en el 13%.

La razón del paso del carbón al petróleo fue principalmente su ventaja en el sector del transporte. El descubrimiento de los motores de combustión interna a finales del siglo XIX y de los de reacción a mediados del siglo XX dieron lugar a un extraordinario desarrollo del transporte terrestre, marítimo y aéreo, desplazando en los dos primeros al carbón. El crecimiento económico del siglo XX ha estado asociado a la mejora de la movilidad de personas y mercancías promovida por la utilización de los derivados del petróleo. Desde hace varias décadas, el petróleo cubre el 95% de las necesidades del sector del transporte. También el petróleo ha desplazado al carbón como materia prima de la industria química. En las

aplicaciones industriales, especialmente en la generación eléctrica, el petróleo ha perdido terreno progresivamente.

	1973		2004		Incremento a.a.
	M Tep	%	M Tep	%	1973 - 2004
<i>OCDE</i>	3.833	62	5.590	50	1,2
Estados Unidos	1.763	29	2.324	21	0,9
<i>Resto del mundo</i>	2.320	38	5.632	50	3,2
China	443	7	1.650	15	4,3

En cuanto al gas natural, son evidentes sus ventajas como combustible limpio. Como contrapartida, su logística es más compleja que la del petróleo, razón por la cual su penetración ha sido más lenta. Es interesante analizar la evolución del consumo por áreas geográficas (cuadro 2).

Se aprecia el descenso relativo de los países de la Organización de Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE) y de Estados Unidos y el fuerte crecimiento China, cuyo consumo ha pasado de ser el 25% del de Estados Unidos en 1973 al 71% en el año 2004.

El consumo de energía por habitante en 2004 ha sido en los países de la OCDE (18% de la población mundial) 4,3 veces el de los 5.108 millones del resto del mundo y más de siete veces el de África. Las diferencias en el consumo de electricidad son aún mayores: 6,6 y 15 veces respectivamente.

Todavía en el año 2004, 1.600 millones de personas (el 25% de la población mundial) carecían de electricidad y 2.500 millones de personas utilizaban maderas, carbón vegetal y residuos agrícolas y animales para sus necesidades domésticas (cocina y calefacción). El uso ineficiente de estas biomásas y la polución que generan da lugar a que 1,3 millones de personas mueran prematuramente cada año.

En África, la mitad de la energía consumida son biomásas, frente al 3% de los países desarrollados.

Estos datos son importantes para enmarcar la tendencia del consumo mundial de energía primaria. Para gran parte de la población mundial, la preocupación fundamental es disponer de energía suficiente y lo más barata posible para sustentar un desarrollo económico que es imprescindible, pasando a segundo plano las inquietudes medioambientales. Por el contrario, los países desarrollados pueden permitirse disponer de energías más caras, pero más respetuosas con el medio ambiente. El gran desafío es hacer compatible ambas aspiraciones.

Evolución prevista del consumo de energía primaria

Los estudios realizados por el Departamento de Energía de Estados Unidos (*Internacional Energy Outlook 2006*) y la AIE (*World Energy Outlook 2006*) respecto de la demanda de energía y su estructura en el año 2030 son bastante concordantes. Se describirán estos últimos.

La AIE considera dos escenarios. En el escenario base se incluyen medidas y políticas ya adoptadas a mediados del año 2006, pero todavía parcialmente implementadas. El escenario alternativo incluye medidas que se están considerando por los gobiernos, pero que aún no han sido adoptadas, tales como esfuerzos adicionales en la eficiencia en la producción y uso de la energía y en el impulso de energías alternativas a las fósiles (nuclear, hidroeléctrica, biomásas, eólica, etc.). El cuadro 3 resume ambos escenarios.

	2004		2030 Escenario base			2030 Escenario alternativo		
	M Tep	%	M Tep	%	laa	M Tep	%	laa
Petróleo	3.951	35,2	5.575	32,6	1,3	4.995	32,3	0,9
Gas Natural	2.307	20,6	3.869	22,6	2,0	3.370	21,8	1,5
Carbón	2.776	24,7	4.441	26,0	1,8	3.512	22,8	0,9
Nuclear	714	6,4	861	5,0	0,7	1.070	6,9	1,6
Hidroeléctrica	242	2,1	408	2,4	2,0	422	2,7	2,2
Biomásas	1.176	10,4	1.645	9,6	1,3	1.703	11,1	1,4
Otras renovables	57	0,5	296	1,7	6,6	373	2,4	7,5
	11.223	100,0	17.095	100,0	1,6	15.405	100,0	1,2

consumo mundial disminuiría en cerca de 1.700 millones de Tep. Por otra parte, la menor participación de las energías fósiles disminuiría del 81% en el escenario base al 77% en el alternativo. Ambos efectos dan lugar a que el crecimiento de las emisiones de CO₂ descendería del 55% en el escenario base al 31% en el escenario alternativo.

	2004		2030	
	M Tep	%	M Tep	%
OCDE	5.590	50	6.359	41
Estados Unidos	2.324	21	2.701	18
UE-25	1.756	16	1.847	12
Resto del mundo	5.640	50	9.046	59
China	1.650	15	3.006	20
India	573	5	964	6

Cuadro 4. Consumo por áreas geográficas.

En cuanto a la evolución geográfica del consumo se aprecia una tendencia a reducir el desequilibrio entre países de la OCDE y el resto del mundo (cuadro 4). El consumo en China en el año 2030 superaría al de Estados Unidos.

Por último, el cuadro 5 refleja la evolución de la producción de electricidad expresado en Terawatios hora, (Twh).

	2004		2030	
	Twh	%	Twh	%
Petróleo	1.161	6,7	869	2,9
Gas Natural	3.412	19,6	6.170	20,7
Carbón	6.917	39,7	10.914	36,6
Nuclear	2.740	15,7	4.106	13,8
Hidroelectricidad	2.809	16,1	4.903	16,4
Biomásas	227	1,3	983	3,3
Eólica	82	0,5	1.440	4,8
Resto renovables	60	0,3	448	1,5
Total	17.407	100,0	29.835	100,0

Cuadro 5. *Evolución producción de electricidad (escenario alternativo).*

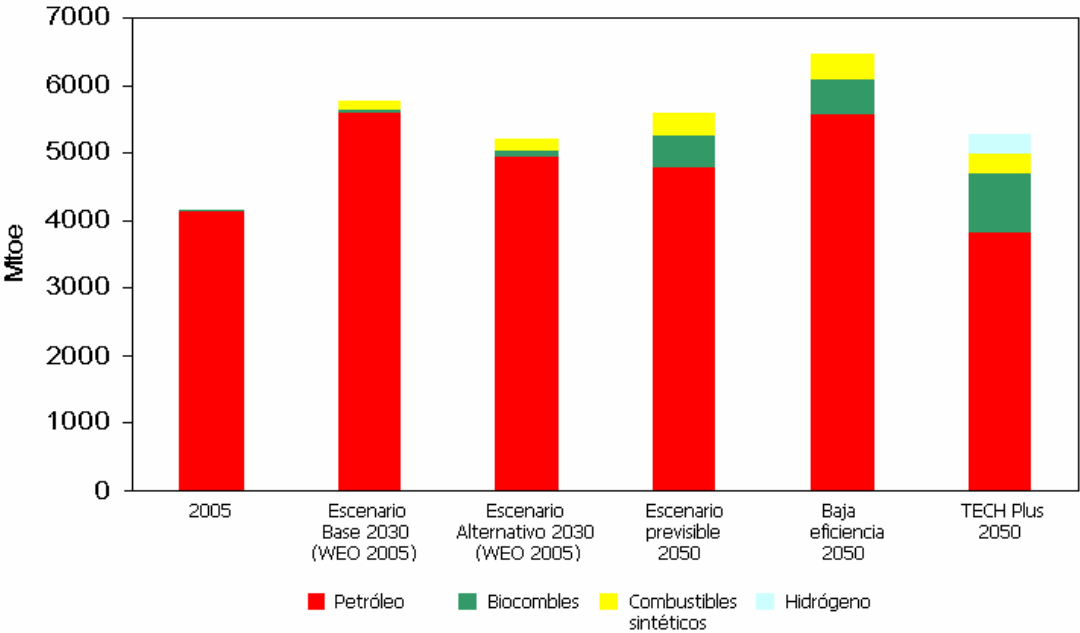
Destacan los aspectos siguientes:

- Crecimiento del consumo de electricidad del 71%, frente al 37% del consumo de energía primaria. La participación del consumo de energía en la producción de electricidad pasaría de cerca del 40% a cerca del 50%.
- Las energías fósiles reducirían su participación del 66% al 60%.
- Las energías renovables incrementarían su participación del 18% al 26% mientras que la energía nuclear descendería ligeramente.

Para el año 2050 la Agencia ha considerado otros escenarios, entre ellos el llamado Tecnología Acelerada (ACT) que incluye las tecnologías que se estiman serán viables dentro de dos décadas, incluidas las de baja emisión del carbón con la captura y almacenamiento de CO₂ a un coste de menos de 25 dólares por tonelada no emitida y el TECH Plus en el que, además, se consiguen reducciones de costes adicionales en las celdas de combustible y se desarrollan las tecnologías renovables de generación eléctrica, los biocombustibles y la energía nuclear (figura 1). Puede apreciarse que aun en el más optimista de los casos la demanda de petróleo convencional seguirá siendo del mismo orden que la actual (unos 4.000 millones de toneladas), aportando las restantes necesidades del sector de automoción los

biocombustibles, los combustibles sintéticos a partir del carbón (CTL) y del gas natural (GTL), a los que me referiré posteriormente, y el hidrógeno.

Esta persistencia de la demanda de petróleo es debida al aumento del parque de vehículos. La figura 2 refleja la evolución de la población y del parque de vehículos desde el año 1980 y la esperada hasta el año 2030. Puede apreciarse que entre los años 2000 y 2030 se espera un crecimiento de la población del 33% y una duplicación del parque de vehículos. Esta evolución obedece fundamentalmente al fuerte crecimiento económico de China y la India, con una población conjunta de 2.300 millones de habitantes. El potencial de China es enorme si tenemos en cuenta que en el año 2002 tenía cinco millones de automóviles, cifra que se compara con 130 millones en Estados Unidos, en el mismo año con una población que era menos de la cuarta parte de la de China.



WEO 2005, World Energy Outlook 2005 (AIE)

Figura 1. Demanda de petróleo a largo plazo (2005-2050)

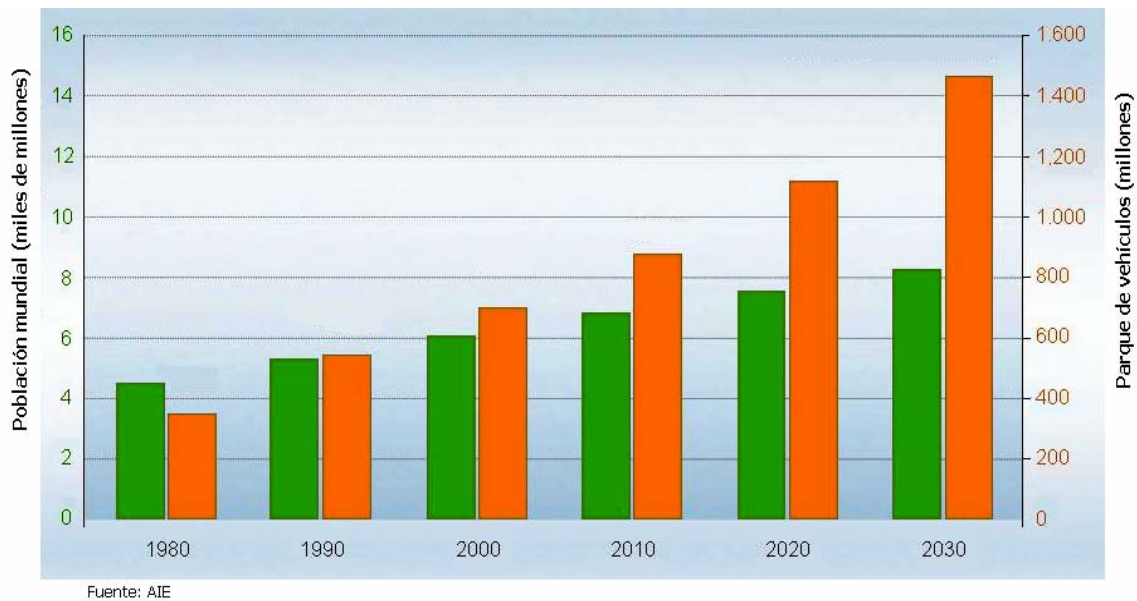


Figura 2. Evolución de la población y del parque de vehículos (1980-2030)

La pregunta que cabe hacerse es la siguiente: ¿habrá oferta suficiente de energías fósiles en las próximas décadas para atender a esta demanda?

Las energías fósiles I. El carbón

El carbón es la fuente de energía fósil más abundante del mundo. En contenido energético, las reservas mundiales de carbón equivalen a casi tres veces las de petróleo o las de gas natural y son suficientes para satisfacer la demanda actual durante 155 años.

El cuadro 6 recoge las reservas, producción y consumo de carbón en el año 2005. Puede apreciarse que los países con mayores reservas de carbón son Estados Unidos (27%), Federación Rusa (17%) y China (13%) y los mayores productores y consumidores China (34%) y Estados Unidos (20%). En China el carbón representa el 69% del consumo de energía primaria y en Estados Unidos el 24%.

La combustión del carbón produce fuertes emisiones de partículas sólidas (inquemados), SO₂, NO_x, CO y CO₂. Algunas de estas emisiones se han reducido sustancialmente en los últimos años: las partículas se eliminan por precipitación electrostática, el SO₂ por depuración de los gases, los NO_x por menores temperaturas de combustión y el CO por mejora de la combustión. En cambio, las emisiones de CO₂ siguen siendo importantes.

	RESERVAS (R)		PRODUCCIÓN (P)		CONSUMO		R R/P
	M Tep	%	M Tep	%	M Tep	%	
Estados Unidos	121	27,1	576	20,0	575	19,6	240
Federación Rusa	78	17,3	137	4,7	112	3,8	>500
China	58	12,6	1.110	38,4	1.082	36,9	52
India	43	10,2	200	6,9	213	7,3	217
Otros	130	32,8	864	30,0	948	32,4	150
Total	448	100,0	2.887	100,0	2.930	100,0	155
España	0,17		6,4	0,2	21,4	0,7	27

Cuadro 6. Reservas producción y consumo de carbón (año 2005)

Ejemplo de tecnología limpia es la combustión en lecho fluido que se basa en la inyección de una corriente continua de aire para crear un lecho mixto inerte, en general con caliza, y partículas de carbón. La suspensión del carbón en el lecho fluido permite una mejor combustión (menor producción de CO); menor temperatura de combustión que en las calderas de lecho estático (a una temperatura entre 850°C y 900°C la formación de NO_x a partir del nitrógeno del aire está prácticamente inhibida); calcinación de la caliza con producción de óxido cálcico muy poroso que se combina con el SO₂ de los gases y produce sulfato cálcico, que se elimina con las partículas inquemadas del carbón. Ejemplo de esta tecnología es la central térmica de La Pereda, en Asturias, de 50 Mw (Megavatio) de potencia, que se alimenta con una mezcla que contiene un 62% de cenizas y un poder calorífico inferior de poco más de 2.000 kcal/kg (Kilocalorías/kilogramos).. Las emisiones son limpias en lo que se refiere a SO₂, CO, NO_x y ceniza.

El inconveniente de estas centrales es que sus rendimientos son bajos, del orden del 34%. Por tanto, una central de estas características emite, a igual producción de energía, 2,8 veces lo que una central de ciclo combinado alimentada con gas natural.

El futuro del carbón pasa por dos tecnologías maduras pero que se deben mejorar en costes. La primera, la gasificación del carbón y la generación de electricidad en centrales de ciclo combinado. La segunda la constituyen las centrales hipercríticas.

Respecto de las primeras, en España existe una planta de esta naturaleza en Puertollano, operada por la empresa El Cogás en la que participan las principales compañías eléctricas de España, Reino Unido, Alemania, Francia, Italia y Portugal. La potencia eléctrica es de 320 Mw y el combustible utilizado el carbón de la zona y coque de petróleo. El proceso consiste en la gasificación del carbón y del coque obteniendo gas de síntesis (CO+H₂) que alimenta una central eléctrica de ciclo combinado. El rendimiento teórico global puede llegar al 46% y las emisiones de SO₂, NO_x y partículas son muy inferiores a las toleradas por la Unión Europea. También puede utilizarse el gas de síntesis para la fabricación de petróleo sintético (tecnología CTL).

En los últimos diez años se ha iniciado la construcción de centrales eléctricas con el ciclo clásico de combustión externa pero operando a presión y temperatura del agua por encima de su punto crítico (220 bar, 381°C). El fluido hipercrítico monofásico puede alcanzar temperaturas más altas y por tanto rendimientos sustancialmente más elevados. La primera generación, ya en operación, alcanza presiones de 240 bar, temperaturas de 560°C y rendimientos del 48%. Se prevé que en la próxima década se alcancen los 380 bar, los 720°C y rendimientos del 55%. Dicho límite exigirá mejoras de calidad en los materiales y en la configuración de los tubos de la caldera así como mayores potencias unitarias (600-800 Mw) que permitan operar en el punto óptimo de la economía de escala. Las emisiones de CO₂ se reducen en un 40% respecto de las centrales convencionales.

	Petróleo	Gas Natural	Carbón	Consumo energía
Estados Unidos	2,4%	3,0%	27,1%	22,2%
China	1,3%	1,3%	12,6%	14,7%
India	0,5%	0,6%	10,2%	3,7%
Federación Rusa	6,2%	26,6%	17,3%	6,4%

Cuadro 7. *Porcentaje de las reservas mundiales de energías fósiles en Estados Unidos, China, India y Rusia (2005)*

Por tanto, el carbón está lejos de ser una energía del pasado. Los aumentos de productividad de la minería (en Estados Unidos se ha multiplicado por 2,5 en los últimos 25 años), el hecho de que se trate de una energía autóctona a la que

difícilmente pueden renunciar países que pretenden el liderazgo mundial económico y político, la carencia de reservas significativas de petróleo y gas en estos países y las extraordinarias mejoras tecnológicas que se están consiguiendo en la utilización del carbón, confieren a esta fuente de energía un futuro importante en las próximas décadas.

A los efectos de analizar la evolución futura de la participación del carbón en el abastecimiento energético mundial, es preciso hacer algunas reflexiones.

El cuadro 7 representa el porcentaje de las reservas mundiales de petróleo, gas y carbón de una serie de países.

Del cuadro anterior se deducen dos cosas: la primera, que el carbón seguirá desempeñando un papel importante en países como Estados Unidos, China e India, ricos en carbón, con reservas muy escasas de petróleo y gas natural y que desean mantener un alto grado de autoabastecimiento energético. En Estados Unidos casi la mitad de la electricidad generada se obtiene a partir del carbón y en China este porcentaje se eleva a casi el 80%.

Por tanto, aún cuando se utilicen cada vez centrales de carbón con mayores rendimientos, las emisiones de CO₂ serán muy importantes. Esto indica la necesidad de investigar activamente las modalidades de segregación del CO₂ y su posterior "secuestro", lo que convertiría en limpias estas centrales térmicas. Los sistemas de oxidación (gasificación o la combustión con oxígeno) permiten tener como productos finales solamente CO₂ y H₂O, fácilmente separables, lo que facilita el posterior almacenamiento del CO₂.

En lo que se refiere a la Unión Europea y, en particular, a España, el carbón debería desempeñar un papel de cierta relevancia en las próximas décadas debido a la importancia de las reservas mundiales, a su diversificación y a la menor volatilidad de precios. En estos momentos, en los que constituye un motivo de preocupación la excesiva dependencia de las importaciones de energías fósiles, es indudable que el carbón aminora el riesgo de interrupciones en el suministro.

En resumen, debería impulsarse un consumo razonable de carbón sobre la base de su utilización lo más limpia posible, por la doble vía del alto rendimiento en la generación de electricidad que permiten las modernas tecnologías disponibles (centrales hipercríticas) y del secuestro de las emisiones de CO₂. Tampoco pueden

olvidarse las posibilidades que el carbón ofrece como materia prima para la producción de petróleo sintético y para la obtención de hidrógeno, que será un vector energético de importancia creciente en la segunda mitad del siglo XXI.

Las energías fósiles II. El gas natural

CARACTERÍSTICAS DEL SECTOR DEL GAS NATURAL

El gas natural puede transportarse por tubería en estado gaseoso (gasoductos) o por barco en estado líquido (GNL). La temperatura crítica del metano es del $-82,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ y la presión crítica $45,8\text{ bar}$. La licuación a la presión atmosférica requiere una temperatura inferior a $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$, ocupando a esta temperatura un espacio 610 veces inferior al que ocupa en estado gaseoso a la presión atmosférica.

Las dificultades del transporte del gas natural a larga distancia han dado lugar a que su consumo se haya desarrollado en los países industrializados que han encontrado reservas de esta fuente de energía. La utilización de este gas natural propio requería la creación de una infraestructura que ha sido después utilizable para canalizar el gas importado. Así ha sucedido con los descubrimientos en Italia en el valle del Po, en Francia en Lacq, en Alemania y Holanda en Groninga, en el Reino Unido en el mar del Norte o en Estados Unidos.

Puede constatarse la dificultad del transporte del gas natural analizando el destino del gas producido. En el mundo, en el año 2005 solamente se exportó el 26,3% del gas producido, el 6,9% en forma de GNL y el 19,4% por gasoducto a países próximos: Canadá a Estados Unidos (3,8%), Holanda, Noruega y Reino al resto de Europa (5,5%) y Federación Rusa a Europa (5,5%).

En el transporte de GNL, la licuación representa el coste más elevado de la cadena de transporte no sólo por la inversión requerida, sino también por el alto consumo de energía que era del 16% del gas licuado en las primeras plantas y que ahora se sitúa en torno al 10%. El coste del transporte marítimo de gas natural por unidad energética es del orden de cinco veces el del transporte de petróleo por varias razones: mayor inversión y costes de operación y mantenimiento.

Las empresas productoras de petróleo suelen ser también las productoras de gas natural, dado que las tecnologías de exploración y producción son las mismas y las producciones están con frecuencia asociadas. Sin embargo, así como en el caso del petróleo las empresas se han integrado verticalmente hasta llegar al consumidor

final, en el sector del gas natural pocas empresas están integradas en la distribución y comercialización final, tal vez porque en muchos países desarrollados, hasta fechas relativamente recientes, el gas natural se distribuía y comercializaba a través de monopolios públicos.

El gas natural es un combustible limpio, carente de impurezas. Su combustión produce emisiones de CO₂ que, a igual valor energético, son un 18% inferiores a las de los derivados del petróleo y un 43% inferiores a las de carbón. Su utilización en la generación de electricidad en centrales de ciclo combinado en las que se puede alcanzar rendimientos del 55% da lugar a emisiones que son del orden del 30% de las producidas en una central convencional de carbón.

En algunos países, especialmente en Argentina, se utiliza el gas natural en el sector de automoción. Los vehículos que utilizan este combustible pueden transportarlo en fase gaseosa, comprimido a 200 bar (GNC) o en fase líquida (GNL) en tanques criogénicos. El metano presenta todas las ventajas asociadas a la carburación en fase gaseosa y ofrece una excelente resistencia al autoencendido. Su índice de octano (130) permite alcanzar compresiones elevadas. Presenta, sin embargo, inconvenientes. La comercialización del gas natural está condicionada por las técnicas de almacenamiento en el vehículo. Un depósito con gas natural a 200 bar puede plantear problemas de seguridad. Por otra parte, la autonomía es menor debido a la baja densidad del producto.

Una opción tecnológicamente segura es la conversión del gas natural en un petróleo sintético (GTL), que consiste en la oxidación parcial o el reformado del gas natural en vapor para obtener un gas de síntesis formado por monóxido de carbono e hidrógeno. A partir de este gas, por el proceso de Fischer-Tropsch, se obtiene un petróleo sintético compuesto de hidrocarburos saturados de cadena larga. Este petróleo se transporta fácil y económicamente hasta las refinerías de petróleo en las que mediante unidades de hydrocracking se pueden obtener gasóleos de excelente calidad.

Estas plantas pueden estar aconsejadas cuando el gas natural está en lugares alejados y en cantidades que no justifican las elevadas inversiones de la cadena de GNL. Desde el punto de vista técnico, este proceso es maduro. Su economía depende fundamentalmente de diferencias de precio entre el gas natural y el petróleo sintético que se obtiene.

RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL

Las reservas de gas natural han evolucionado de la forma indicada en la figura 3, habiendo pasado de 63 billones de metros cúbicos en el año 1975 a 180 en el año 2005, lo que representa un incremento del 186%. Por tanto, las reservas han aumentado en 30 años en 117 billones de metros cúbicos después de haberse producido en ese período 58 billones.

Estas reservas se distribuyen más equilibradamente en el caso del petróleo, tal como se refleja en el cuadro 8. En Oriente Medio se concentra el 40% de las reservas de gas natural, frente al 62% las de petróleo. Destacan igualmente las reservas de la antigua Unión Soviética, algo inferiores a las de Oriente Medio. Las de la Unión Europea representan solamente el 1,4% de las mundiales, mientras que su consumo asciende al 17,1%. Europa es, por tanto, un fuerte importador de gas natural. Aún cuando las reservas de gas natural están más diversificadas que las de petróleo, los países del Golfo, la antigua Unión Soviética, Venezuela, Argelia y Nigeria acumulan 144,6 billones de metros cúbicos, equivalentes al 80% de las reservas mundiales.

Reservas probadas

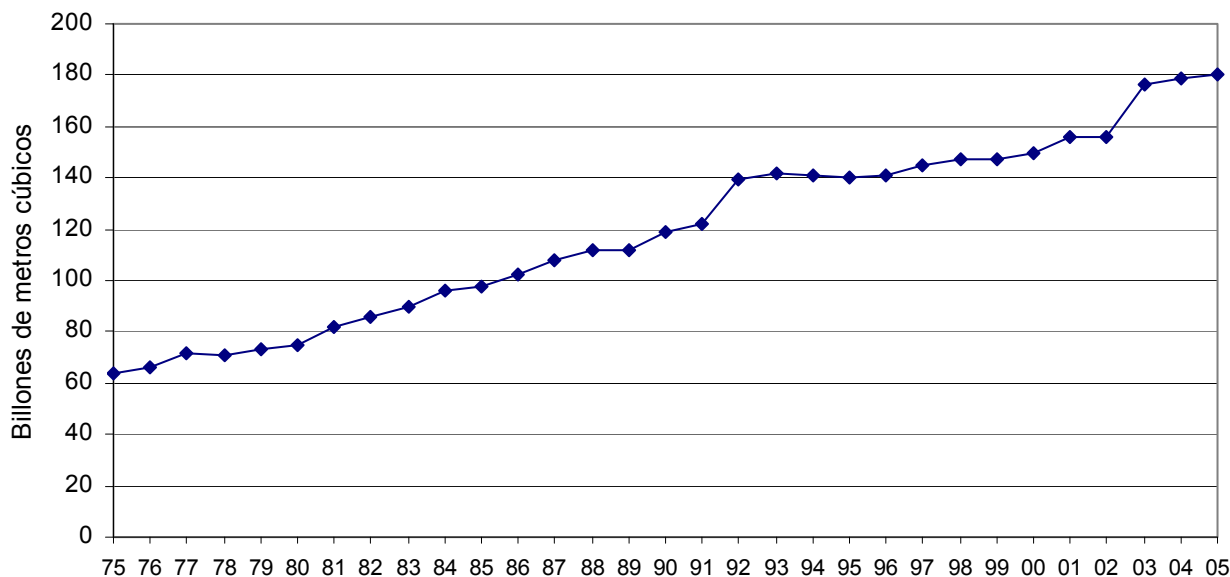


Figura 3. Evolución reservas mundiales de gas natural

	1985		2005				
	billones m ³		billones m ³		Ratio R/P		
Norteamérica		10,37		7,46		4,1	9,9
Estados Unidos	5,41		5,45		3,0		10,4
Sur y Centro América		3,32		7,02		3,9	52,0
Argentina	0,68		0,50				11,1
Bolivia	0,13		0,74				71,1
Trinidad y Tobago	0,32		0,55				18,8
Venezuela	1,73		4,32				x
Europa		4,45		5,69		3,2	16,1
Holanda	1,86		1,41				22,3
Noruega	0,57		2,41				28,3
Reino Unido	0,65		0,53				6,0
Antigua Unión Soviética		40,00		58,32		32,4	76,7
Oriente Medio		27,40		72,13		40,1	x
Irán	14,00		26,70		14,9		x
Qatar	4,44		25,78		14,3		x
Arabia Saudí	3,09		6,90		3,8		99,3
Emiratos	3,15		6,04		3,4		x
África		6,16		14,39		8,0	88,3
Argelia	3,35		4,58		2,5		52,2
Nigeria	1,34		5,23		2,9		x
Asia Pacífico		7,57		14,84		8,3	41,2
TOTAL		99,54		179,83		100,0	65,1

Fuente: BP Statistical Review 2006

Cuadro 8. Distribución de las reservas mundiales de gas natural (1985 y 2005)

La relación reservas/producción se elevan a 65, es decir, habría gas natural para 65 años a los niveles de consumo actuales. En estas cifras se incluyen solamente las reservas económica y tecnológicamente recuperables en las condiciones actuales. Según expertos del Instituto de Tecnología de Massachusetts, existen reservas para al menos el siglo actual si se incluyen las alejadas de los centros de consumo y de volumen relativamente limitado.

La producción mundial de gas natural ha aumentado desde 1,26 billones de metros cúbicos en el año 1976 a 2,76 billones en el año 2005, es decir, ha aumentado en este periodo a tasas anuales del 2,7%. La relación de reservas a producción se ha incrementado desde 51 en el año 1976 a 65 en el año 2005.

El cuadro 9 recoge la distribución de la producción mundial de gas natural en el año 2005 expresada en miles de millones de metros cúbicos (bcm).

	bcm	%
América del Norte	751	27,2
Estados Unidos	526	19,0
Sur y Centroamérica	136	4,9
Argentina	46	1,7
Trinidad y Tobago	29	1,0
Venezuela	29	1,0
Europa	301	10,9
Antigua Unión Soviética	760	27,5
Oriente Medio	293	10,6
África	163	5,9
Argelia	88	3,2
Egipto	35	1,3
Nigeria	22	0,8
Asia Pacífico	360	13,0
TOTAL	2.763	100,0

Fuente: BP Statistical Review BP 2006

Cuadro 9. Producción de gas natural en el mundo (2005)

De la comparación de los cuadros 8 y 9 se deduce, en primer lugar el fuerte ritmo de producción de Estados Unidos comparado con sus reservas. Sin embargo, debe señalarse que su producción se ha mantenido estabilizada durante los diez últimos años (del orden de 530 bcm/año, es decir, 5.300 bcm en diez años) y que a finales de 2005 sus reservas eran de 5.450 bcm, superiores a las de diez años antes. Se aprecia igualmente la baja producción de Oriente Medio comparada con sus reservas: R/P=250, debido a la lejanía de los centros de consumo, lo que indica el fuerte potencial existente. Parecida consideración puede hacerse con Nigeria (R/P=240) y con Venezuela (R/P=150).

En cuanto al consumo, el cuadro 10 refleja los datos del año 2005 expresados en bcm.

	bcm	%	Autoabastecimiento (%)
América del Norte	775	28,2	97
Estados Unidos	634	23,0	83
Sur y Centro América	124	4,5	110
Europa	526	19,1	57
España	32	1,2	-
UE-25	471	17,1	42
Antigua URSS	596	21,7	128
Oriente Medio	251	9,1	117
África	71	2,6	230
Asía Pacífico	407	14,8	88
China	47	1,7	106
TOTAL	2.750	100	

Fuente: BP Statistical Review BP 2006

Cuadro 10. Consumo mundial de gas natural (2005)

Puede apreciarse el alto nivel de autoabastecimiento de Estados Unidos (83%), frente al 42% de Europa y el 0% de España. En los diez últimos años, el consumo de gas natural en el mundo se ha incrementado en un 28% y el de España en el 289%.

EL GAS NATURAL EN ESPAÑA

El proceso de incorporación del gas natural en España se inició en el año 1966 con la firma de un contrato con Libia para la importación de 1.000 bcm al año. El desarrollo de esta fuente de energía fue muy lento. Fue en el año 1985 cuando se dio un gran impulso a la construcción de infraestructuras que se ha materializado en una densa red de gasoductos, varias plantas de licuación y la conexión por gasoducto con Argelia a través de Marruecos y con Francia.

El consumo de gas natural en España ha pasado de 8,3 bcm en 1995 a 33,3 bcm ⁽²⁾ en el año 2005, con crecimiento a tasas del 14,6%. Desgraciadamente, las reservas y la producción de gas natural en España son prácticamente nulas.

En el año 2005, el 32% del gas natural importado procedió de Argelia, el 20% de Nigeria, el 15 de Qatar, el 12 de Egipto, el 9% de Trinidad y Tobago y el resto de diversas procedencias (Noruega, Omán, Libia, etc.). Es de destacar la participación de Argelia, que podría incrementarse con la conexión directa a través del nuevo gasoducto Medgas.

La disponibilidad de seis plantas de regasificación en operación o en construcción – Barcelona, Cartagena, Huelva, Bilbao, Sagunto y Mugardos (Galicia)- aportan a España una ventaja para la diversificación del aprovisionamiento. La excesiva dependencia del gas argelino se está reduciendo: 60% en el año 2000, 57% en 2002, 44% en 2005 y 32% en el año 2006.

Un punto débil del sistema logístico español es la limitada capacidad de almacenamiento de gas natural. Existen dos almacenamientos subterráneos que son antiguos yacimientos de gas repletados: el de Serralbo (Huesca), con una capacidad máxima útil de 0,68 bcm y el de Gaviota (Vizcaya), con una capacidad máxima útil de 0,88 bcm ⁽³⁾. La capacidad de almacenamiento de las plantas de regasificación en operación y construcción será del orden de 1,40 bcm. Según la Comisión Nacional de Energía, en 2007 el sistema contará con una capacidad máxima de almacenamiento de 48 días de demanda firme diaria, descompuesto en 18 días de almacenamiento operativo y 30 de almacenamiento disponible.

En conclusión, puede resumirse la situación del abastecimiento de gas natural en España del modo siguiente:

- Desarrollo importante de esta fuente energética, que hacia el año 2010 representará el 22-23 del consumo de energía primaria, en línea con la participación en los países desarrollados.
- Total dependencia de la importación.

² Cifras provisionales

³ Capacidad útil es el máximo volumen de gas que puede extraerse cuando el almacenamiento está lleno, sin poner en peligro la integridad del mismo.

- Insuficiente diversificación de los aprovisionamientos, que mejorará con la entrada en servicio de las nuevas plantas de regasificación y empeorará con la construcción del Medgas.
- Escasa capacidad de almacenamiento estratégico.

Las energías fósiles III. El petróleo

EVOLUCIÓN HISTÓRICA

La importancia creciente tanto económica como estratégica del petróleo justifica que se analice el desarrollo de esta industria hasta llegar a la complicada situación actual, comenzando por el nacimiento de las grandes multinacionales, las *seven sister*, cuyo poderío fue en algunas épocas extraordinario.

La primera gran compañía fue la Standard Oil, creada por John Rockefeller, que a finales del siglo XIX llegó a controlar gran parte del refino de petróleo en Estados Unidos y del comercio mundial de productos. En el año 1911, la Standard Oil, en aplicación de la Sherman Act del año 1890, que condenaba «toda coalición susceptible de restringir el comercio y los intercambios», fue obligada a desmembrarse en 33 compañías independientes, entre ellas Esso, Mobil (inicialmente la Standard Oil de Nueva York) y Chevron (la Standard Oil de California). Así nacieron tres de las siete grandes multinacionales.

La segunda gran compañía petrolera fue la Royal Dutch Shell, creada en el año 1907. Fue el resultado de la asociación de la Royal Dutch holandesa, que tenía una pequeña producción de petróleo en las Indias Holandesas y la Shell Transport inglesa, que había desarrollado una gran actividad comercial. En esta asociación, cuya fórmula jurídica se mantuvo hasta fechas recientes, la participación de la Royal Dutch era del 60% y la de Shell Transport del 40%. La Royal Dutch Shell quiso impedir la creación del Monopolio español de petróleo en el año 1927 amenazando con cortar los suministros de petróleo y productos suyos y de las demás multinacionales a España si se materializaba el proyecto, y lo llevó a efecto durante algunos años.

La tercera gran compañía es la actual BP, cuyo origen se remonta al año 1901. En este año, William Knox D'Arcy consiguió una concesión en Persia por 60 años que cubría casi todo el país. En el año 1908 descubrió un gran yacimiento de petróleo y pasó a denominarse Anglo-Iranian Oil Company. Al final de la Primera Guerra

Mundial, el Gobierno británico adquirió el 51%. En el año 1950 pasó a denominarse British Petroleum y actualmente es totalmente privada.

Por último, en el año 1901 se crearon dos compañías, Gulf y Texaco, que descubrieron petróleo en el estado de Texas y que adquirirían posteriormente talla internacional.

Así nacieron las siete grandes multinacionales Esso, Mobil, Chevron, Shell, BP, Gula, y Texaco, que en los últimos años se han fusionado reduciéndose a cuatro compañías: Esso-Mobil, Shell, BP y Chevron-Gulf-Texaco, que son, en este orden, las más grandes compañías petroleras del mundo.

En la década de los años veinte del pasado siglo algunos países europeos crearon sus empresas nacionales. Así sucedió en Francia, que en 1924 creó la CFP (*Compagnie Française des Petroles*), a la que se transfirieron los activos petroleros del Deutsche Bank en Irak. Esta empresa aumentaría de dimensión con la absorción de Elf y, bajo el nombre de Total, es una de las grandes multinacionales.

A su vez, Italia creó el Administración General Italiana de Petróleo (AGIP), una de cuyas filiales, nacida en 1953, era el ENI (*Ente Nazionale de Idrocarburi*). Actualmente es una gran empresa, comparable a Total, con excelente patrimonio minero y alto nivel tecnológico.

Por último, en el año 1927 se creó Campsa en España, con la finalidad de actuar como una empresa integrada: exploración, producción, transporte, refino y comercialización. En el año 1947 se liberalizó el sector de refino, constituyéndose por orden cronológico las refinerías de Cartagena, Puertollano, La Coruña, Castellón, Huelva, Algeciras, Bilbao y Tarragona, limitándose la actuación de Campsa a la distribución y comercialización de productos petrolíferos. En el año 1992 desapareció el Monopolio de Petróleo. Campsa, bajo la denominación de CLH, concentró su actividad en la logística y se consolidaron dos empresas españolas integradas: Repsol (después Repsol YPF) y Cepsa.

En 1960 se creó la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) del que formaban parte, entre otros, Arabia Saudí, Irán, Irak, los Emiratos, Venezuela, Argelia y Libia. Su objetivo era, a corto plazo, incrementar los ingresos derivados del petróleo y, a largo plazo, el control de las reservas. Ambos objetivos se fueron

consiguiendo de modo progresivo, alcanzando el control de las reservas en la segunda mitad de la década de los años setenta.

	1995	2005		
	10 ⁹ MTep	10 ⁹ MTep	%	Ratio R/P
Estados Unidos y Canadá	5,3	5,9	3,8	13,0
Latinoamérica	18,9	16,7	9,7	42,0
Argentina	0,3	0,3	0,2%	8,7
México	7,0	1,9	1,1%	10,0
Venezuela	9,4	11,5	6,6%	72,6
Europa y Eurasia	11,1	19,2	11,7	22
Noruega	1,5	1,3	0,8%	8,9
Reino Unido	0,6	0,5	0,3%	6,1
Kazakhstan	--	5,4	3,3%	79,6
Federación Rusa	--	10,2	6,2%	21,4
Oriente Medio	90,1	101,2	61,9	81,0
Irán	12,8	18,9	11,5%	93
Iraq	13,6	15,5	9,6%	(*)
Kuwait	13,1	14,0	8,5%	(*)
Arabia Saudita	35,6	36,3	22,0%	65,6
Emiratos	13,0	13,0	8,1%	97,4
África	9,6	15,2	9,5	31,8
Argelia	1,3	1,5	1,0%	16,6
Angola	0,4	1,2	0,8%	19,9
Libia	3,9	5,1	3,3%	63,0
Nigeria	2,8	4,8	3,0%	38,4
Asia Pacífico	5,3	5,4	3,4	13,8
Total Mundo	139,9	163,6	100,0	40,6
OCDE	14,6	10,6	6,7	11,2
OPEP	107,2	123,2	75,2	73,1

Fuente: BP Statistical Review 2006

(*) Más de 100 años

Cuadro 11. Evolución de las reservas mundiales de petróleo: 1995-2005 (en miles de millones de toneladas)

En los años noventa algunos países de la OPEP fueron dando entrada a compañías petroleras privadas, pero en los últimos años se viene observando una tendencia al nacionalismo de manera tal que actualmente las compañías multinacionales tienen en la práctica acceso limitado a países que poseen más del 80% de las reservas mundiales de petróleo (OPEP, México, Federación Rusa, etc.). La trascendencia geopolítica de esta situación es evidente.

RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

Las reservas mundiales de petróleo han evolucionado entre los años 1984 y 2005 de la forma que se indica en el cuadro 11. Se aprecia una fuerte concentración de las reservas. Así, en Oriente Medio se acumula el 61,7% del petróleo recuperable, las reservas de la OPEP representan el 75,2% y, estas últimas, sumadas a las de México y la antigua Unión Soviética, totalizan el 86,3%. Por el contrario, en la OCDE las reservas de petróleo constituyen solamente el 7,0%.

Por otro lado, la relación de reservas a producción ha aumentado de 29 en el año 1980 a 40,6 en el año 2005. Es decir, en 1980 había reservas de petróleo para 29 años a los niveles de producción de dicho año y, 20 años más tarde, existen reservas para 41 años a un nivel de producción muy superior al de 1980 (figura 4).

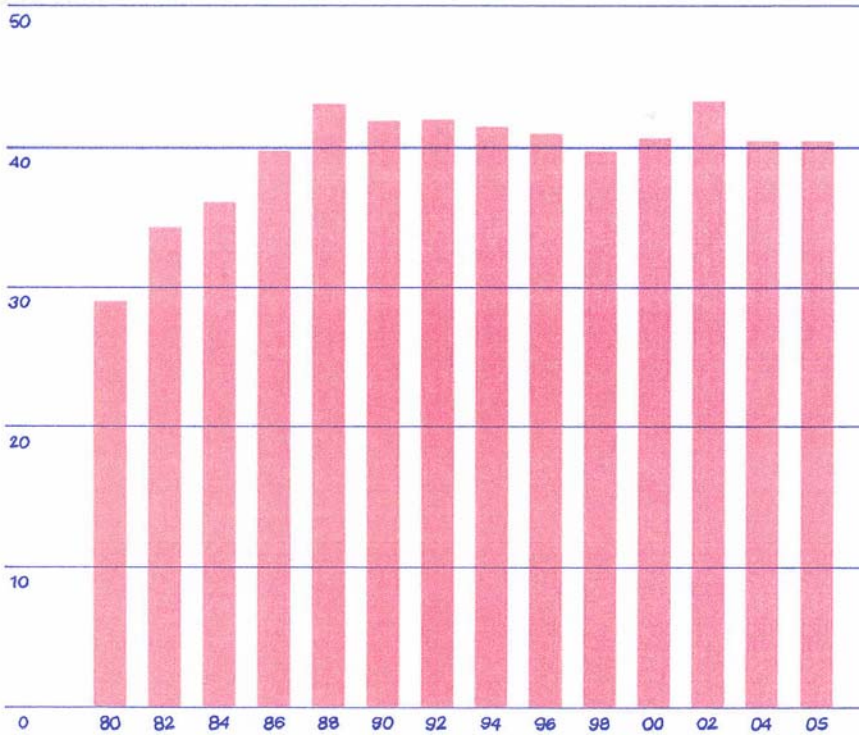


Figura 4. Relación reservas/producción de petróleo

Las cifras anteriores ilustran sobre la trascendencia de los progresos tecnológicos de los últimos 20 años. En efecto, los nuevos descubrimientos y las mejoras del factor de recuperación han permitido incrementar las reservas de petróleo en 20 años en el 58% (58.200 millones de toneladas), después de haber producido en este periodo más de 63.000 millones de toneladas.

No parece, por tanto, exagerado afirmar que existe petróleo suficiente para atender las necesidades de la humanidad en las próximas décadas con la tecnología disponible actualmente. Sin embargo, la concentración de las reservas en unos pocos países y la del consumo en otros pocos diferentes de los anteriores –la OCDE consume el 59% de la producción mundial y sus reservas representan solo el 6,7%– hacen que sea posible manipular el precio del petróleo a partir del control de la producción realizado por los países con grandes reservas.

EL PETRÓLEO EN ESPAÑA

La participación del petróleo en el abastecimiento de energía primaria es en España sustancialmente más elevado que en la Unión Europea-25 o en la OCDE. El cuadro 12 recoge la participación de las energías convencionales (fósiles, nuclear e hidroeléctrica) en España, la Unión Europea-25 y la OCDE.

Se aprecia que la participación del petróleo es en España del orden de 12 puntos porcentuales más alta que en la Unión Europea-25 y la OCDE. Por otra parte, la producción de petróleo en nuestro país ha sido prácticamente nula en el año 2005 y la acumulada a lo largo de la historia equivale al consumo actual de medio año.

Es, pues, evidente que el impacto de los precios del petróleo o dificultades en su aprovisionamiento es apreciablemente mayor en España que en otros países de nuestro entorno económico. La distribución mundial de las reservas de petróleo y la reciente ola nacionalizadora aconsejan reducir en lo posible su participación en nuestro abastecimiento. Por último, debe consignarse que España tiene un excelente sistema refino de petróleo, al menos de tanta calidad como el de los países más avanzados.

Se han formulado diversas hipótesis sobre la fecha en la que se alcanzará un máximo en la capacidad de producción, que se sitúa en general en la tercera década del presente siglo. Los promotores del pico de producción primero lo anunciaron

para finales de los años ochenta, luego en 2000 y más tarde en 2005. Se equivocaron.

	España		UE-25		OCDE	
	M Tep	%	M Tep	%	M Tep	%
Petróleo	78,8	54,0	700	41,9	2.271	42,4
Gas Natural	29,1	20,0	424	25,4	1.275	23,8
Carbón	21,4	14,6	299	17,9	1.169	21,8
Energía nuclear	15,0	10,3	221	13,2	531	9,9
Hidroeléctrica	1,6	1,1	27	1,6	113	2,1
Total	145,9	100,0	1.671	100,0	5.359	100,0

Cuadro 12. Participación de las energías convencionales en el abastecimiento de energía primaria en 2005.

Las razones de esta equivocación son varias. En primer lugar, las reservas recuperables se establecen para las condiciones operativas y económicas existentes en el momento en que se formulan. Es evidente que el marco económico es muy diferente con el petróleo a 12 dólares tal como sucedía en el año 1998 o con los 60 dólares de la actualidad. En cuanto a las condiciones operativas evolucionan a un acelerado ritmo con los impresionantes progresos tecnológicos.

En segundo lugar habría que precisar lo que reentiende por petróleo y por productos petrolíferos. ¿Se incluyen en el petróleo las colosales reservas de arenas bituminosas en Canadá ⁽⁴⁾ y la faja bituminosa del Orinoco? ¿Se incluyen los petróleos sintéticos producidos a partir del gas natural o del carbón? En la figura 1, p.00, vemos la importancia que tendrían en el año 2050 en el escenario TECH Plus los biocombustibles (cian), los combustibles sintéticos (amarillo) y el hidrógeno.

En conclusión, puede decirse que el famoso pico podrá tardar en producirse aunque, naturalmente, algún día llegará. Es necesario que el máximo de producción se alcance no por limitaciones físicas, sino porque la demanda ha comenzado a

⁴ Según el gobierno provincial de Alberta, el bitumen in situ es de 1,7 billones de barriles y el producible con las tecnologías actuales de 175.000 millones de barriles frente a 264.000 en Arabia Saudita

disminuir. De lo contrario, habrá graves tensiones en los precios del petróleo e, incluso, la posibilidad de su utilización como arma política.

Energía, tecnología y medio ambiente

La evolución tendencial de la demanda de energía primaria es insostenible no sólo por el aumento de las emisiones causantes del efecto invernadero, sino también por las necesidades crecientes de energías fósiles.

Para que se modere esta tendencia, deberá actuarse de manera decidida en las siguientes áreas:

- Aumento de la eficiencia energética en la generación de electricidad y el transporte, que en su conjunto representan más del 60% del consumo de energía primaria.
- Mejoras de eficiencia energéticas en la industria y la construcción.
- Desarrollo de las tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂, especialmente en las centrales termoeléctricas de carbón.
- Mejora sustancial de los costes de producción de biocombustibles y de algunas energías renovables, tales como la solar.
- Mejora de los procesos de fabricación de petróleo sintético a partir del carbón, el gas natural y las biomásas.

Para ello, hay que realizar un extraordinario esfuerzo de Investigación y Desarrollo (I+D) en el sector energético. Desgraciadamente, estas inversiones han descendido desde la segunda crisis del petróleo (en términos reales, las inversiones en I+D en el sector energético en el año 2004 fueron el 50% de las inversiones en el año 1981) y son insuficientes para afrontar el desafío energético. Un ejemplo paradigmático de esta evolución lo tenemos en el desarrollo de la energía nuclear de fusión, caracterizada por su bajo impacto medioambiental. Los países avanzados han tardado años en ponerse de acuerdo para la construcción del ITER (*Internacional Thermonuclear Experimental Reactor*), que es necesario para resolver los problemas asociados al confinamiento de un plasma a temperaturas elevadísimas.

Se resumen a continuación los aspectos más importantes identificados en cada una de las áreas mencionadas anteriormente.

GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

Ya se ha comentado que el consumo de energía primaria en el sector eléctrico representa tanto a nivel mundial como en España cerca del 40% del consumo de energía primaria y se acercará al 50% en el año 2030. El carbón será la fuente de energía más importante.

De aquí la importancia de mejorar la eficiencia en este campo. Los desarrollos más importantes se orientarán hacia:

- Uso de tecnologías más eficientes de combustión de carbón ya disponibles o en estado de desarrollo avanzado tales como las de carbón pulverizado a alta temperatura y la gasificación integrada con centrales de ciclo combinado los rendimientos pueden superar el 50%.
- Tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂ en las centrales de carbón y gas natural hasta reducir sus emisiones a casi cero. El coste hoy es elevado, pero ya se ha dicho anteriormente que se considera que podría reducirse a menos de 25 dólares tonelada de CO₂ en el año 2030.
- Mejora de eficiencia en las centrales de gas natural en las que mediante el uso de materiales que puedan resistir temperaturas muy elevadas, se podrían alcanzar rendimientos superiores al 60%.
- Nuevo impulso a la energía nuclear de fisión. Ello requeriría la superación de tres obstáculos: los elevados costes de capital, la adversa opinión pública y la posible proliferación de armas nucleares. El desarrollo de reactores nucleares de la llamada “cuarta generación” pretende la superación de estos obstáculos.
- Desarrollo de la energía nuclear de fusión a partir de la cual podría producirse masivamente hidrógeno.
- Generación de electricidad a partir de fuentes renovables: hidroelectricidad, especialmente centrales minihidráulicas, energía eólica terrestre y marina, biomasa, geotérmica y solar termoeléctrica fotovoltaica.

La importancia de estos desarrollos es enorme. Basta decir que si hoy China, que produce con carbón cerca del 80% de la electricidad, si tuviera en sus centrales la misma eficiencia que Estados Unidos, su consumo de carbón en la generación de

electricidad inferior en 230 millones de toneladas y sus emisiones de CO₂ habrían disminuido en 600 millones de toneladas.

TRANSPORTE

Representa cerca del 30% del consumo final de energía, en su mayor parte derivados del petróleo. Pueden conseguirse mejoras sensibles de rendimiento recurriendo a tecnologías diversas que afectan al diseño, los materiales y la regulación. Por otra parte, entre las tecnologías más prometedoras se encuentran los vehículos híbridos y los motores diesel avanzados. En los primeros, existen vehículos en el mercado que emiten en torno a los 100 gramos de CO₂ por kilómetros frente a emisiones normales hoy de 200 y que llegan hasta 400 gramos de CO₂. Debería estudiarse la viabilidad de implementar una política fiscal que prime el bajo consumo con medidas tales como una mayor progresividad en los impuestos de matriculaciones y circulación, en función de las emisiones de CO₂ e incentivos a los planes de renovación de vehículos aplicados solamente a la compra de los de bajo consumo.

Entre las alternativas a los carburantes fósiles, existen dos que deben impulsarse a través de un gran esfuerzo en I+D. La primera son los biocarburantes (bioetanol y biodiesel). En el escenario alternativo, se pasaría de 20 millones de Tep de consumo mundial en 2005 a unos 150 millones de toneladas en el año 2030, equivalentes al 7% de la demanda total. En la Unión Europea pasaría de tres millones de Tep a 36 millones de Tep en el mismo periodo, con crecimientos anuales del 10%. Se espera una caída importante de los costos de fabricación por la doble vía de la productividad de la producción agraria y de los procesos industriales de fabricación. No se considera que en este periodo haya madurado lo suficiente la segunda generación de las tecnologías de las biomásas, entre ellas, la gasificación de biomásas lignocelulósicas y la producción de gasóleos por el proceso de síntesis de Fisher-Trops.

La segunda opción es la producción de hidrógeno a partir de energías limpias y su utilización directa y a través de pilas de combustibles que siguen siendo muy caras a pesar de los impresionantes progresos realizados.

INDUSTRIA

Existen enormes posibilidades de reducir la demanda energética y las emisiones de CO₂ mediante una mayor eficiencia en los motores, las bombas, las calderas y los sistemas de calentamiento, el aumento de la recuperación de energía en los procesos de producción y la adopción de materiales y procesos nuevos y más avanzados.

SECTORES RESIDENCIAL Y COMERCIAL

Representan conjuntamente el 23% de la energía final consumida. En muchos países se podría conseguir que en nuevos edificios fueran un 70% más eficientes que los actuales en base a un mejor aislamiento, a calderas de más alto rendimiento, a mejoras en la iluminación, al uso de electrodomésticos de bajo consumo, al empleo de la energía solar, etc.

LA SITUACIÓN DE ESPAÑA

Ya hemos visto que la dependencia de las energías fósiles en España es mayor que en los países de nuestro entorno económico. Además, nuestro autoabastecimiento es muy bajo: solamente el 5% de las energías fósiles consumidas, frente al 35% en el resto de los países de la Unión Europea-25 y el 65% de Estados Unidos.

Por otra parte, nuestra dependencia del petróleo es muy elevada: el 61% de las energías fósiles, frente al 49% en la Unión Europea y el 48% en Estados Unidos mientras que con el carbón, la fuente de energía más abundante y diversificada, la situación es la inversa: el 16%, frente al 21% en la Unión Europea-25 y el 25% en Estados Unidos. Por último es evidente la poca diversificación de los suministros de gas natural, que podría acentuarse con el nuevo oleoducto Argelia-España y la escasa capacidad de almacenamiento estratégico.

Por tanto, España debe hacer un gran esfuerzo en varios frentes:

- Aumento de la eficiencia energética, especialmente en la generación de electricidad, el transporte y el sector residencial-comercial.
- Reconsiderar el uso de la energía nuclear de fisión.
- Promover las energías renovables, incentivando la I+D en aquellas en las que nuestra posición tecnológica es competitiva y en las que es necesaria una reducción considerable de costes para hacerlas económicamente viables.
- Investigar en las tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂.

Bibliografía

BP Statistical Review of World Energy, June 2006.

World Energy Outlook 2006.

International Energy Outlook 2006. Departamento de Energía de los Estados Unidos.

Fundamentals of the Global Oil and Gas Industry, 2006. Petroleum Economist. www.petroleum-economist.com

European Energy and Transport. Scenarios of high oil and gas prices. European Commission, Septiembre 2006.

Energy Technology Perspectives 2006. Scenarios and Strategies to 2050. International Energy Agency.

ENERGÍAS RENOVABLES EN EL CONTEXTO ENERGÉTICO ACTUAL

Por MANUEL ROMERO ÁLVAREZ

Resumen

Las emisiones antropogénicas de gases de efecto invernadero y otros contaminantes pueden reducirse significativamente sustituyendo los combustibles fósiles por energías renovables. Además, las fuentes renovables tienen un carácter autóctono que permite ayudar a diversificar la balanza energética nacional y contribuye a mejorar la seguridad de suministro energético. La incorporación de nuevas opciones tecnológicas dentro del complejo sector energético actual resulta una tarea difícil. Las fuertes tensiones registradas en el sistema producción/demanda o la fuerte desregulación del mercado eléctrico no juegan a favor del impulso de sistemas con cierto grado de riesgo tecnológico. Sin embargo, tanto las predicciones basadas en los ciclos de crisis energéticas, como aquellas que fundamentadas en una creciente preocupación medioambiental postulan un futuro mezcladores energético, reclaman un porcentaje importante de contribución de las renovables. Tanto tecnologías renovables consideradas hoy maduras, caso de la eólica, como aquellas llamadas a experimentar un fuerte desarrollo a corto plazo, biomasa y solar, está previsto que alcancen más de un 50% de la reducción de costes a través del I+D. En todos los casos los retos tecnológicos a resolver se centran en la reducción de costes de producción y en el aumento de la fiabilidad y capacidad de adaptación a la demanda, con el fin de proporcionar una energía de más calidad. En paralelo al esfuerzo tecnológico, el mercado de las energías renovables se va consolidando de forma creciente, y España representa hoy el quinto mercado en orden de importancia. La posición de nuestro país en tecnologías renovables como la eólica, la solar y los biocarburantes es privilegiada.

Crisis energéticas y cambio de paradigma tecnológico

En el escenario energético actual cada vez se evidencia un mayor número de elementos que añaden complejidad al siempre difícil ejercicio de la prospectiva tecnológica energética y de la elaboración de proyecciones a futuro. La creciente desregulación y liberalización del mercado eléctrico, junto con la cada vez mayor

volatilidad e inestabilidad del precio del petróleo, o la falta de compromisos formales más allá del año 2020 por parte de los países firmantes del Protocolo de Kioto, introducen fuertes agentes de tensión en el sistema, que dan lugar a significativas desviaciones en las hipótesis de escenarios energéticos. A esto se añade el incremento desaforado del consumo energético, fundamentalmente en el continente asiático, en el que cabe incluir a países industrializados europeos con economías en fase de expansión, como España [1]. En el caso concreto de la producción de electricidad, la liberalización del mercado plantea serias dificultades a la implantación de nuevas tecnologías, sean renovables o no, que impliquen cierto riesgo y concentración de inversiones altas al comienzo del proyecto.

Las estadísticas publicadas por organismos internacionales como la Agencia Internacional de la Energía (AIE) (www.iea.org) reflejan claramente como el consumo energético mundial está asentado en los combustibles fósiles con una tímida penetración de la biomasa en la balanza de energía primaria y de la hidráulica en el sector eléctrico. Desde comienzos de los años setenta la penetración de las energías renovables en la demanda mundial de energía primaria se mantiene invariante en un 13%, aunque en términos absolutos sí ha existido un aumento dado que la demanda se ha incrementado desde los 6.000 a los 12.000 millones de toneladas equivalentes de petróleo. El esfuerzo de crecimiento y de desarrollo tecnológico renovables se está concentrando, tal y como veremos más adelante, en unos pocos países entre los que España se sitúa en posiciones de claro liderazgo. Lamentablemente la mayor contribución de las Energías Renovables (EERR) en el resto del mundo está todavía soportada en el uso de la biomasa “natural” y no en los cultivos energéticos, lo cual representa un claro riesgo medioambiental.

En unos mercados energéticos cada vez más liberalizados cabe pensar que la falta de competitividad de las EERR son el principal factor de retraso en su implantación. ¿Cómo son de competitivas? Una visualización del sobrecoste asociado en generación eléctrica se muestra en la Figura 1 y en la Figura 2. Los costes reales de generación, según informes de Red Eléctrica Española (REE) correspondientes a 2005, se sitúan en una banda del 40% sobre el precio medio de compra en el mercado de producción, con la excepción de la energía solar fotovoltaica que presenta valores mucho más elevados. La reciente emergencia de la energía solar termoeléctrica como alternativa podría reducir drásticamente el coste de producción

solar en los próximos años. En cuanto a los costes de inmovilizado, la recopilación realizada por la AIE recoge unos valores en el entorno de los 900 euros/kW para la energía eólica y una banda entre los 2.000 y 3.000 euros/kW para el resto de las EERR, nuevamente con las excepción de la energía solar fotovoltaica que supera los 5.500 euros/kW, aunque con una curva de aprendizaje que permitiría reducir los costes a la mitad hacia el año 2020.

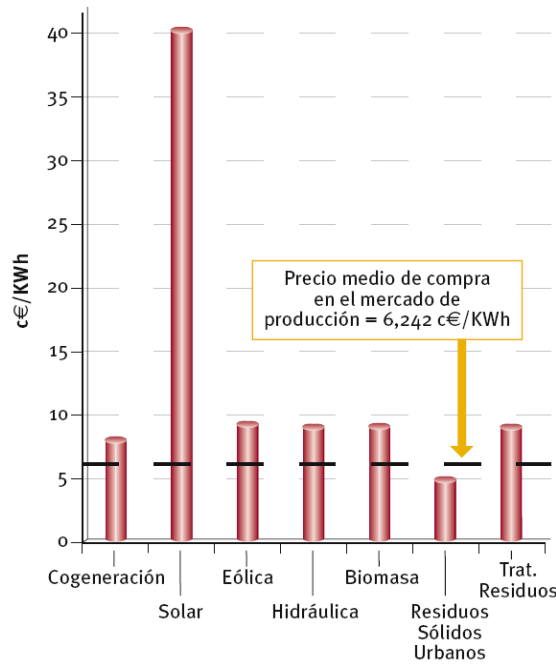


Figura 1. Precio de la energía eléctrica producida en Régimen Especial, España, 2005 .

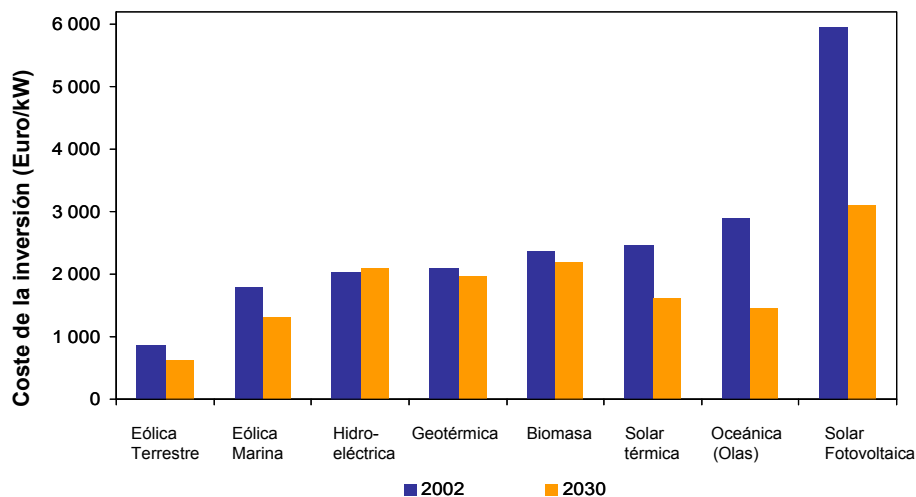


Figura 2. Costes de capital por kW-instalado asociados a las distintas tecnologías de generación eléctrica con EERR. Valores correspondientes al año 2002 y la predicción para el año 2030

El papel a jugar por las energías renovables, y sus tecnologías asociadas, en escenarios proyectados a los años 2020, 2030 y 2050, es objeto de cierta controversia, dependiendo de que dicho ejercicio sea realizado por expertos energéticos ortodoxos, planificadores políticos, sectores medioambientales o agentes sociales. Los estudios teóricamente más ortodoxos como los que pueden plantear la AIE en sus revisiones anuales [2], la Energy Information Administration del Departamento de Energía en Estados Unidos [3] o la Comisión Europea en su conocido estudio WETO [4] se ponen de acuerdo en aventurar un crecimiento de la demanda energética superior al 57% desde ahora al año 2025, la mayor parte en las economías emergentes y que los combustibles fósiles continuarán siendo mayoritarios como recursos energéticos (petróleo, gas y carbón). A pesar de las recientes convulsiones en el precio del crudo, las predicciones ortodoxas siguen apostando por un escenario de bajada de precios en los próximos años hasta los 57 dólares/barril en el año 2030. Estas predicciones se mueven, no obstante, en una horquilla donde los precios podrían mantener la actual escalada y alcanzar lentamente los 97 dólares/barril en el año 2030. Las energías renovables siguen representando un 8% del total, dado que su crecimiento sigue siendo inferior al de consumo de fósiles, por lo que en términos porcentuales prácticamente no varían desde la actualidad hasta el año 2030. A pesar del rápido crecimiento de la utilización del carbón y el gas natural, el petróleo se seguirá conservando como la fuente energética predominante con un 34% del total del consumo mundial en 2030. En estos escenarios, la gran hidráulica y la energía geotérmica se estabilizan en el 2% del consumo mundial. La energía eólica, la solar y la minihidráulica irán creciendo un 7% anual hasta el año 2010 y después reducirán el ritmo de crecimiento situándose en el 5% anual hasta el año 2030. A pesar de este crecimiento acelerado, la penetración seguiría siendo modesta, representando solamente un 1% del consumo mundial en el año 2030. Por el contrario, se prevé que el consumo de madera y residuos decrecerá desde el 9% actual al 5% en el año 2030, aunque seguiría siendo la renovable mayoritaria. Globalmente, las energías renovables no representarían más allá del 8% en el año 2030. Esto sería menos que el 13% observado en el año 2004, y vendría motivado por el lento declinar del uso de la biomasa tradicional en África y Asia por el fenómeno de urbanización, deforestación y sustitución por energías más modernas.

En contraposición a éstos, la visión desde ámbitos tecnológicos y científicos, utiliza la teoría de los ciclos de Kondratiev aplicado a la historia y evolución de las crisis energéticas, para profetizar una nueva gran crisis energética mundial en el año 2030, donde el gas natural registrará su máximo [5]. Sería en ese momento cuando las renovables, que ya tendrían una parte significativa del suministro superior al 20%, estarían listas para escalar al nuevo máximo que se produciría en el año 2100, donde serían dominantes. Los grandes cambios de tecnologías y fuentes energéticas se presentan con gran exactitud en coincidencia con máximos de Kondratiev y éstos a su vez coinciden con grandes crisis energéticas. Según esta teoría, las transiciones estarían dominadas por los cambios económicos y tecnológicos y no por la disponibilidad o no del recurso (Figura 3).

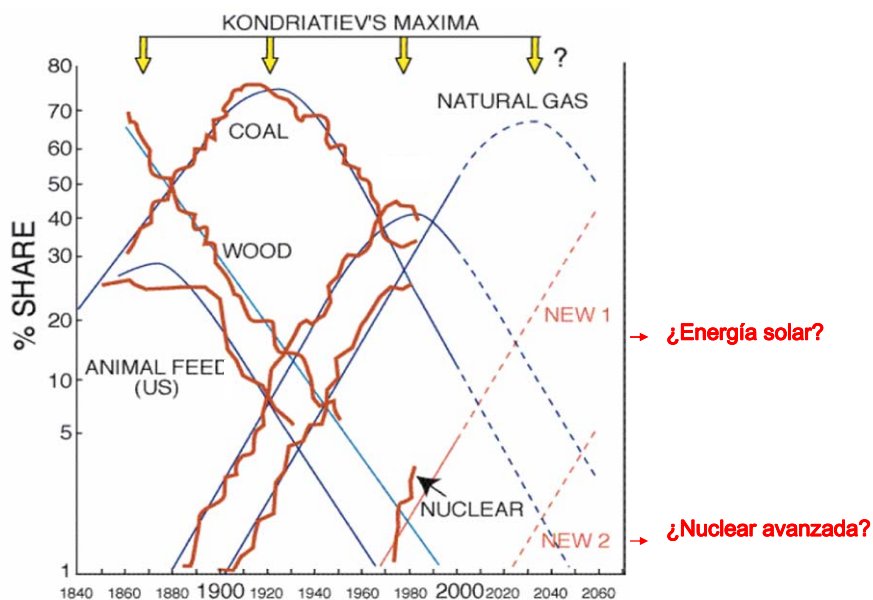


Figura 3. Crisis energéticas, tecnologías y ciclos de Kondratiev.

Esta visión de ciclos tecnológicos ligados a crisis energéticas es altamente favorable a propugnar soluciones basadas en métodos de producción masiva, siendo la energía solar termoeléctrica y la energía nuclear con reactores avanzados, las tecnologías con mejores opciones para desarrollarse en los próximos años.

Un tercer grupo lo componen aquellas predicciones formuladas desde la conciencia de lo medioambiental donde se asume que el avance de las tecnologías y el empleo de políticas que favorezcan el desarrollo sostenible permitirán una penetración más acelerada de las energías renovables (figura 4). El resultado será un mezclador de energías que se complementarán, sin tener ninguna una preponderancia clara, y

donde las renovables pueden aspirar a cubrir el 50% de la demanda energética mundial a mediados del presente siglo [6]. Los paneles de cambio climático abogan por mantener dicho objetivo, con una fuerte preponderancia de la energía solar, en todas sus modalidades tecnológicas tanto térmicas como fotovoltaicas, y en menor medida de la biomasa y la energía eólica. Es, por tanto, la energía solar termoeléctrica una de las grandes candidatas para llegar a alcanzar el horizonte fijado.

Aunque el escenario sostenible no plantea una sustitución total de los combustibles fósiles en el presente siglo, el reto es de calado no sólo en cantidad si no en calidad de la energía a suministrar. La aspiración de convertir las energías renovables en fuentes masivas por su contribución a la cesta de consumo energético, implica necesariamente el obtener productos o vectores energéticos de alta calidad (electricidad, biodiesel, bioetanol y hidrógeno), y al mismo tiempo el asegurar el suministro y la disponibilidad de los sistemas. Precio debe por tanto ir aparejado de calidad de suministro. Un buen ejemplo lo constituye la producción de electricidad. En la Figura 5 podemos observar el escenario de evolución de producción eléctrica en la Europa de los 25, predicho por VGB, una asociación europea de productores eléctrico nada sospecha de ser proclive a las energías renovables [7]. En el año 2020 el 50% de los 4.000 TWh de producción eléctrica deberán ser obtenidos por nuevas plantas. Es importante mencionar que las plantas requeridas y las que actualmente hay que sustituir operan con factores de capacidad anual por encima del 50%, lo que representa más de 4000 horas de operación a plena carga. Cuales serán las tecnologías a utilizar es la gran pregunta, pero resulta claro que la oportunidad para la energía solar, la eólica y la biomasa está ahí. Y todo ello coincidiendo en tiempo con la predicción de una gran crisis energética según los ciclos de Kondratiev.

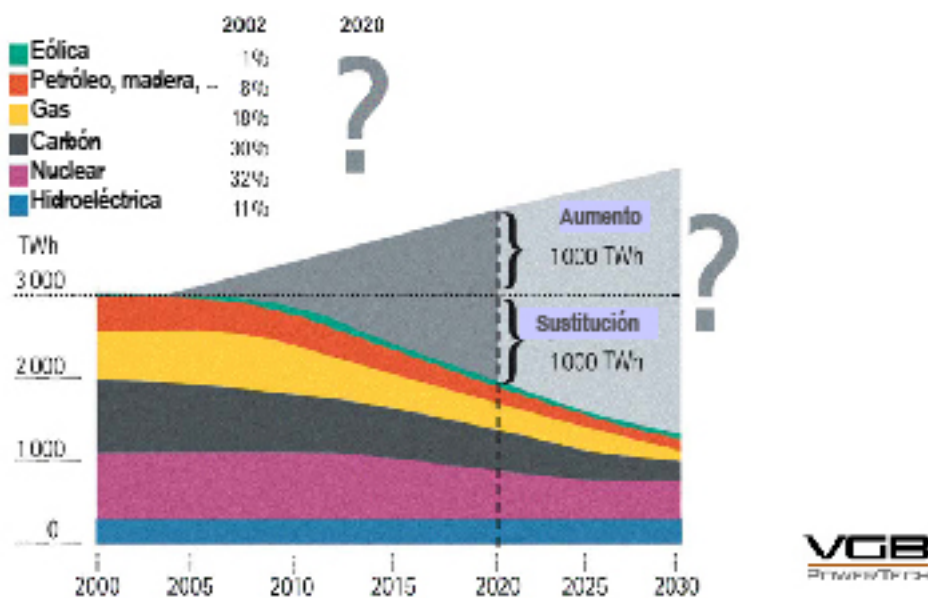
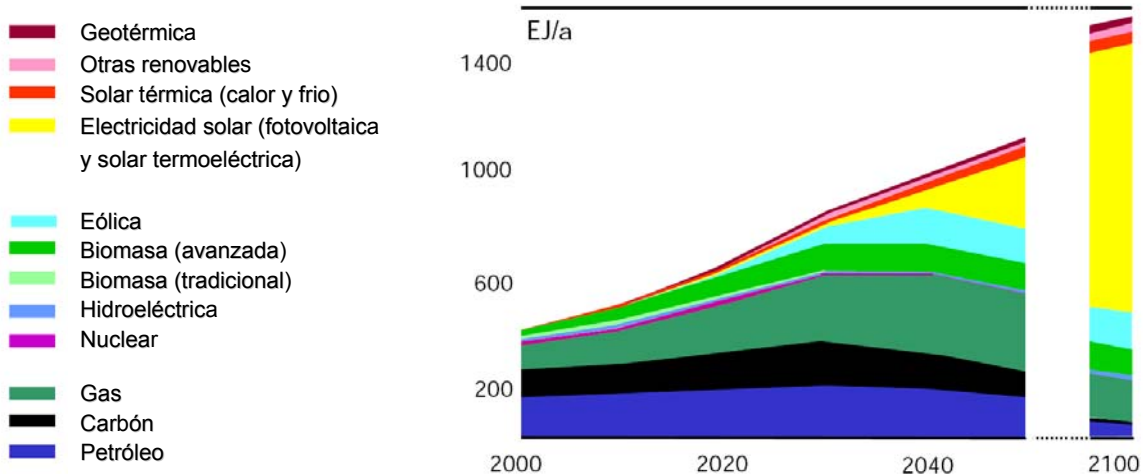


Figura 5. Evolución de la generación eléctrica en la UE-25 entre el 2000 y 2030.

España: una isla energética

España se enfrenta a este periodo de transición, donde la energía va a ocupar cada vez un papel más predominante, desde la debilidad de su profunda dependencia energética, muy por encima de la media Europea (la media en la Unión Europea-25 se sitúa en el 50%) y alcanzando el 82% en el año 2005. Esta dependencia radica en que la práctica totalidad del consumo de carbón, gas natural y petróleo se basa en recursos importados. En el caso de la producción de electricidad este hecho se ve agravado por la débil capacidad de intercambio de frontera que tenemos con

nuestros países vecinos. Los datos publicados por REE en 2005 reflejan que la demanda peninsular en barras de central ascendió a 246.187 GWh, lo que supuso un incremento del 4,3% respecto al 2004 [8]. La importación a través de intercambios internacionales representó en ese mismo año escasamente 10.000 GWh, es decir apenas el 4% del total. Esta situación nos diferencia notablemente del resto de Europa e introduce un gran peso estratégico nacional en el factor de cobertura de la demanda mediante plantas de generación ubicadas dentro de nuestro propio territorio. Cada vez más la seguridad de suministro energético y por tanto la diversificación con una importante contribución de las EERR son criterios a tener en cuenta para garantizar la seguridad energética. Nuestra nación cuenta con importantes recursos autóctonos de las tres fuentes energéticas renovables más importantes: solar, eólica y biomasa. El desarrollo de tecnologías y capacidad de suministro basadas en estas EERR contribuirá, sin duda, a paliar en el futuro la fuerte dependencia y la amenaza que esto conlleva sobre nuestro desarrollo como país, nuestro tejido industrial y nuestra calidad de vida.

Pero no es sólo la seguridad de suministro energético la que impulsa el proceso de implantación de las energías renovables. Más del 75% de las emisiones de los seis gases de efecto invernadero contemplados por el Protocolo de Kioto tienen origen energético (concretamente, el 78% de acuerdo con los datos del inventario de emisiones correspondiente al año 2002 publicado por el Ministerio de Medio Ambiente). El crecimiento de la economía española se viene situando en los últimos años y de forma sostenida en unos dos puntos porcentuales por encima de la media de la Unión Europea, como resultado del buen comportamiento de la demanda interna en España y de la inversión en construcción y en bienes de equipo. Como consecuencia de este crecimiento económico los consumos de energía primaria crecieron un 4,0% en el año 2004 y el 2,6% en el año 2005, lo que sitúa la tasa interanual de crecimiento de la demanda energética, desde el año 2000, en el 3%. La consecuencia de este incremento en el despilfarro energético es el dramático aumento de las emisiones de CO₂ que registra España y que nos sitúan como uno de los países con mayor desviación en el cumplimiento de los compromisos de Kioto, superándose en más del 40% las emisiones de referencia del año 1990.

Los objetivos de penetración de las energías renovables en nuestro país vienen dados en gran medida por el objetivo fijado desde la Unión Europea de alcanzar en

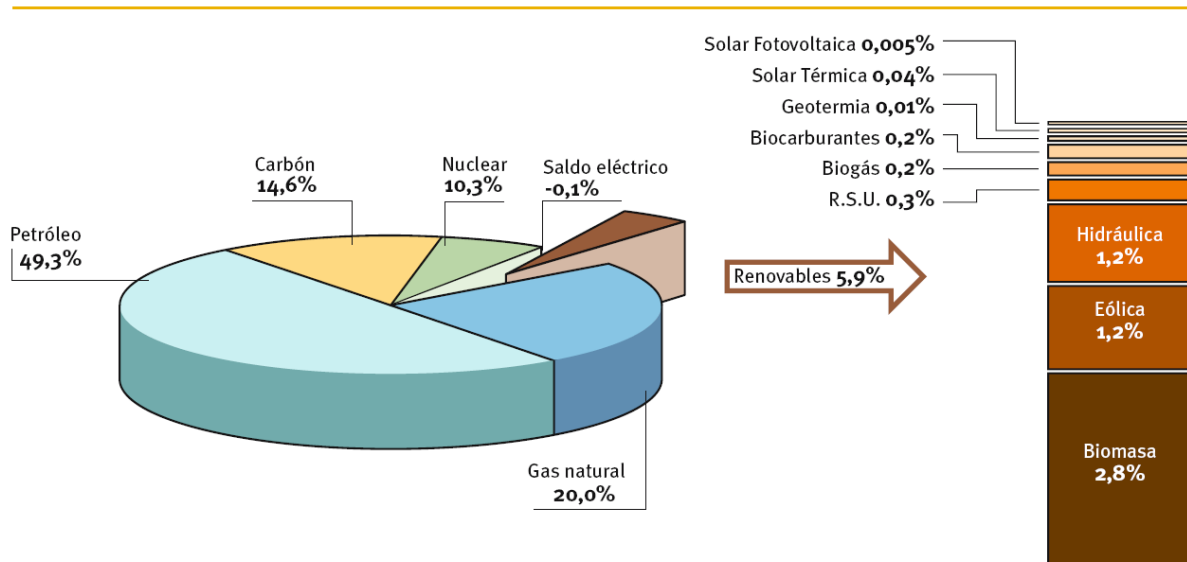
el año 2010 un 12% de participación de las energías renovables en la cesta de consumo de energía primaria de la nación [9], un 22% en electricidad (Directiva 2001/77/CE) y un 5,75% en biocarburantes (Directiva 2003/30/CE). Estos objetivos están siendo actualmente revisados en el ámbito europeo, habiéndose aprobado recientemente por parte del Consejo Europeo un acuerdo para que un 20% de la energía primaria consumida en la Unión Europea-27 en 2020 provenga de EERR. El objetivo será obligatorio para todos los miembros, aunque se tendrá en cuenta las especificidades de cada país para alcanzarlo, e incluye además una reducción del 20% de las emisiones de gases de efecto invernadero para 2020 y el uso de al menos un 10% de biocarburantes para esa fecha. El Plan de Acción de España para cumplir con dichos objetivos se recoge en el Plan de Energías Renovables (PER) 2000-2010 cuya publicación se realizó en el año 1999 y se ha revisado y formalmente ha sido aprobado en agosto de 2005 por el Gobierno [10]. A pesar del crecimiento significativo de energías renovables en nuestro país -entre los años 1999 y 2004 el consumo primario de las mismas se incrementó en 2,7 millones de Tep- este incremento resultaba insuficiente para lograr el objetivo final planteado de cubrir con recursos renovables el 12% de la demanda de energía primaria en 2010, y ello en buena medida motivado por el fuerte crecimiento de demanda energética. Resultó, por tanto, necesario el establecer unos objetivos ambiciosos y un plan para su obtención.

Por lo que se refiere al balance del año 2005, poco después de la aprobación del nuevo Plan, las energías renovables cubrieron el 5,9% del consumo total de energía primaria [11]. Se trata de un porcentaje inferior al del año anterior -6,4%- debido a la baja hidraulicidad registrada en 2005. En un año medio hidráulico, la aportación de las energías renovables al consumo primario de energía se hubiera elevado hasta el 7,2%.

Síntesis de los resultados ofrecidos por las EERR en 2005:

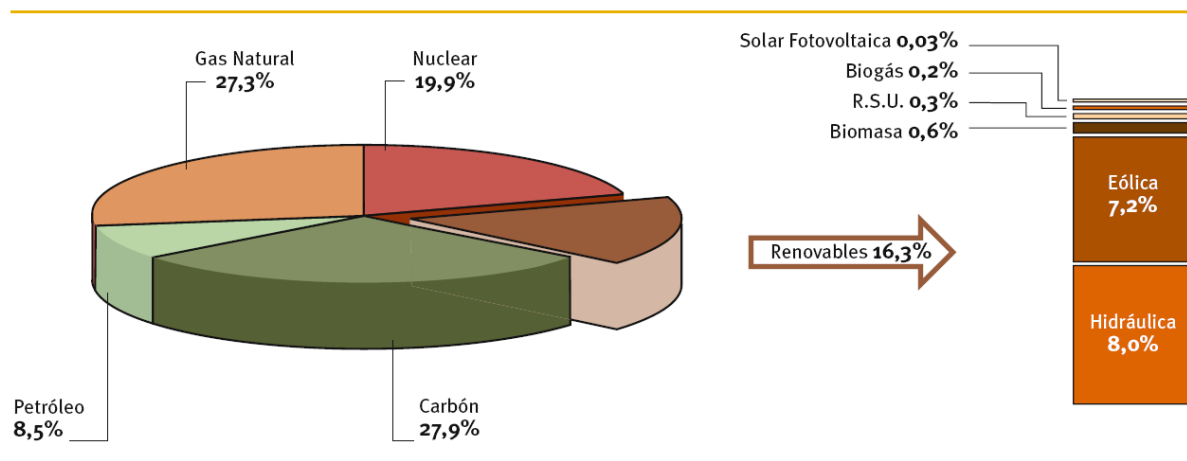
- Notable grado de avance en las áreas de eólica, solar fotovoltaica y biocarburantes, figura 6.
- Menores desarrollos en las áreas de minihidráulica y solar térmica, y escaso en biomasa, respecto de los objetivos establecidos por el PER 2005-2010.

- Actividad incipiente en solar termoeléctrica, con proyectos en distintas fases, desde tramitación de permisos hasta ejecución, figura 7.
- Las EERR alcanzaron un porcentaje de cobertura del consumo primario de energía del orden del 5,9% (7,2% en condiciones de hidraulicidad medida).
- La cobertura de la generación eléctrica bruta con energías renovables alcanzó el 16,3% (22,2% en condiciones de hidraulicidad media).



Fuente: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (Dirección General de Política Energética y Minas) / IDAE.

Figura 6. Distribución de la demanda energética de energía primaria por fuentes energéticas utilizadas en España en el año 2005 (IDAE).



Fuente: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (Dirección General de Política Energética y Minas).

Figura 7. Distribución del consumo de electricidad en España por fuentes energéticas en el año 2005 (IDAE).

El nuevo Plan prevé destinar al impulso de las renovables 8.492 millones de euros, en forma de ayudas públicas e incentivos en el periodo 2005-2010: 4.956 millones

de euros en primas a la producción eléctrica, 2.855 millones de euros en incentivos fiscales y 681 millones de euros en ayudas directas a proyectos. La inversión total movilizada será de 23.599 millones de euros y el incremento de la producción energética renovable se acercará a los 10,5 millones de Tep.

Cuadro 1. Tabla resumen de objetivos del PER en el periodo 2005-2010

OBJETIVOS DEL PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA 2005-2010									
Escenario PER									
	Situación en 2004 [año medio (1)]			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
Biocás	141	825	267	94	592	188	235	1.417	455
Solar termoeléctrica	-	-	-	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
Usos térmicos									
	m ² Solar t. baja temp.		(ktep)	m ² Solar t. baja temp.		(ktep)	m ² 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%	

Tal y como se aprecia en el cuadro 1, la mayor contribución en términos de energía primaria corresponde al sector de la electricidad con 13.500 kTep previstos en el año 2010. La modesta contribución de la energía solar térmica en este sector viene dada por las centrales solares termoeléctricas que se espera alcancen una potencia instalada de al menos 500 MW, con una producción equivalente de 1.300 GWh (500 kTep). En cuanto a la cantidad de emisiones de CO₂ evitadas, éstas ascienden a unos 27,3 millones de toneladas anuales frente a una central equivalente de ciclo combinado a gas, lo cual se cuantifica en unos 547 millones de euros anuales por emisiones evitadas. El ahorro de emisiones correspondiente a las centrales solares termoeléctricas sería de unas 500.000 toneladas (unas 1.000 toneladas/MW).

Cabe reseñar que buena parte de las ayudas institucionales antes mencionadas se canalizan a través de tarifas premiadas que pagan directamente los consumidores y

no a través de ayudas directas a la investigación con fondos públicos. Un reciente Documento presentado oficialmente en mayo de 2005 por el Renewable Energy Working Party de la AIE en París [12], y donde se recogen las estadísticas de financiación pública del I+D en energía a lo largo de los últimos 30 años, pone de manifiesto que el presupuesto público en investigación energética registra un pico en el año 1980 donde se alcanzan los 15.000 millones de dólares. Posteriormente en la década de los años ochenta se produce un paulatino descenso y en los noventa se registra una estabilización en el entorno de los 8.000 millones de dólares. Esta evolución se reproduce como una fiel copia en el caso de las energías renovables que escasamente alcanzan los 600 millones de dólares en el conjunto de los países de la AIE. La energía nuclear de fisión y de fusión son receptoras de más del 40% de los fondos públicos de I+D en energía. Las energías renovables representan escasamente el 7,7% del total, con el siguiente desglose: fotovoltaica 2,7%, biomasa 1,6%, eólica 1,1%, geotérmica 0,9%, calor y frío solar 0,7% y solar termoeléctrica 0,5%. Resulta también reseñable el apoyo público destinado a tecnologías modulares FV, la cual pasa de representar un 8,6% de las renovables en el año 1974, a situarse en un 40% en el periodo 2000-2002. Del análisis de estos resultados surgen serias incertidumbres sobre el papel real que juega la innovación e investigación pública en el desarrollo e implantación en el mercado de nuevas tecnologías energéticas. Las cantidades destinadas a renovables no parecen estar relacionadas con el despegue de éstas, dándose la paradoja de que aquéllas con mayor auge, como es el caso de la eólica, no son precisamente la mejor tratadas. Todo parece indicar que el empuje registrado en los últimos años recae más en las políticas de tarifas premiadas y en la creación de marcos apropiados que impulsen la dinamización del sector privado.

El presupuesto medio anual en el periodo mencionado que nuestro país ha venido dedicando al I+D en EERR se sitúa por debajo de los 16 millones de euros, siendo la biomasa, la solar y la eólica las receptoras fundamentales de dichos fondos. Este magro apoyo ha motivado que desde el año 1986 una fuente fundamental de financiación del I+D haya provenido de fondos de la Unión Europea, a través de sus distintos programas-marco. La financiación total de I+D en energías renovables dentro de todos los programas-marco se ha movido en 100-110 millones de euros, sin embargo, se estima que el presupuesto anual necesario sería de 250 millones de

euros [13], lo cual supone multiplicar por un factor 2,5 el apoyo actual. Por extensión, en nuestro país el esfuerzo necesario debería ser de al menos 38-40 millones de euros/año.

Los recursos renovables

Son aquellas fuentes de energía que se renuevan de forma continua en contraposición con los combustibles fósiles como el petróleo, carbón, gas y uranio, de los que existen unas determinadas disponibilidades agotables en un plazo más o menos largo. Constituyen una fuente de energía inagotable, ya que en su origen proceden en su mayoría del Sol (con la excepción de la geotérmica). Por ello, tienen un carácter limpio y de bajo impacto ambiental en la etapa de generación, figura 8.

Si bien se trata de fuentes energéticas y tecnologías muy heterogéneas (casi cabría clasificarlas como un matrimonio de conveniencia), hay algunos elementos comunes que constituyen su sello de identidad:

- Contribuyen a la diversificación energética.
- Incrementan el nivel de autoabastecimiento.
- Son fuertemente creadoras de empleo local.
- Tecnología accesible en la mayoría de los casos.
- Son la mejor opción desde el punto de vista medioambiental.

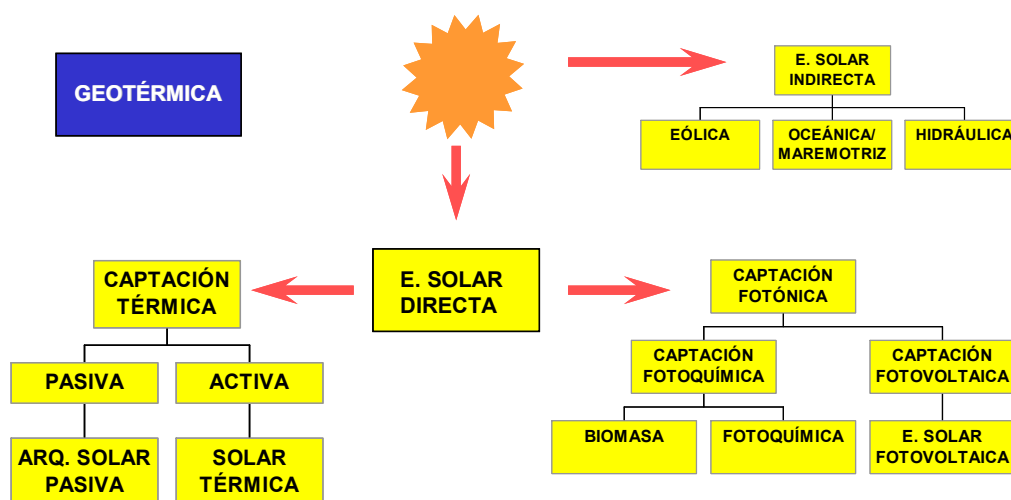


Figura 8. Origen común de todas las energías renovables y sus tecnologías de aplicación, con excepción de la geotérmica.

Junto con la referida abundancia de algunas de las fuentes renovables, cabe también reseñar su buena distribución geográfica que contrasta con la de los combustibles habituales. En el cuadro 2 podemos observar como la concentración de las reservas energéticas mundiales no sólo es muy acusada en el caso del petróleo sino también para el carbón y el uranio. En el caso del petróleo un 5% de países poseen el 25% de las reservas y tan sólo el 16% de los países alberga el 50% de las reservas mundiales. Esos mismos porcentajes se repiten en el caso del carbón y del uranio. Por el contrario las energías renovables tienen una distribución mucho más homogénea y balanceada geográficamente.

Cuadro 2. *Distribución geográfica de las principales fuentes energéticas.*

	Petróleo	Carbón	Uranio	Renovables
Fracción de países poseedores de 1/4 del recurso mundial	0,052	0,059	0,059	0,25
Fracción de países poseedores de 1/2 del recurso mundial	0,16	0,12	0,16	0,50

ENERGÍA SOLAR: EL RECURSO GRANDE ENTRE LOS GRANDES

El recurso existente de energía solar es inmenso. La cantidad de energía solar interceptada por la Tierra es más de tres órdenes de magnitud que la demanda energética mundial. Existen, no obstante, una serie de factores que reducen el potencial de uso a valores inferiores:

- La variación temporal: la cantidad de energía solar en un punto dado está sometida a variaciones diarias y estacionales. De este modo, mientras que la máxima irradiancia sobre una superficie es del orden de 1 kW/metros cuadrados en la superficie terrestre, el valor promedio para dicho punto puede tener valores en el entorno de 0,1-0,3 kW/metros cuadrados, dependiendo del emplazamiento. Por este motivo, las aplicaciones a gran escala precisan de integrar sistemas de apoyo fósil o sistemas de almacenamiento de energía.

- Variación geográfica: la disponibilidad de energía solar depende también de la latitud. Las regiones próximas al Ecuador reciben más radiación solar que las regiones subsolares. No obstante, la variación geográfica se puede reducir mediante el uso de captadores capaces de seguir la trayectoria del Sol.
- Condiciones atmosféricas: tienen un gran efecto en la radiación solar. El valor promedio de claridad del cielo anual puede variar entre el 80-90% en localidades como Jartum (Sudán), Dakar (Bangladesh) Kuwait, Bagdad (Irak) y el 40-50% en Tokio (Japón) o en Bonn (Alemania). La irradiancia solar es a menudo difusa, dando lugar a muy bajas densidades energéticas. Por esta razón el aprovechamiento de la energía solar implica el uso de grandes extensiones de terreno.
- Emplazamientos: las tecnologías modulares, como la FV, permiten integrar la energía solar en estructuras de edificios, mientras que las grandes instalaciones solares térmicas han de buscar terrenos extensos que no tengan aprovechamiento económico. Se estima que estos terrenos pueden ascender a 3.600 millones de hectáreas y, en principio, estarían disponible para el uso de la energía solar. Se estima que con un 1% de la superficie desértica del planeta sería suficiente para cubrir la demanda eléctrica mundial. En España se mantendría dicho porcentaje (figura 9). La mayor parte de nuestro país supera los 1800 kWh/metros cuadrados/año tanto en radiación solar global en superficie inclinada a su latitud correspondiente como en radiación solar directa normal. El potencial técnico-económico de producción solar termoeléctrica en España, asumiendo emplazamientos apropiados con irradiancias superiores a los 2000 kW/m²/año, es de 1278 TWh/año, siendo la demanda actual inferior a los 250 TWh/año. Todo el sur peninsular situado por debajo del paralelo 40°, así como amplias zonas de las cuencas del Ebro y el Duero, presentan excelentes condiciones para el uso de la radiación solar. El potencial solar resulta inconmensurable en nuestro entorno cercano y sólo basta mirar hacia el sur del Mediterráneo. El caso más espectacular es el de Argelia con un potencial técnico-económico de producción de electricidad solar cercano a los 170.000 TWh/año (como referencia el consumo actual de la Unión Europea-25 es de 3.000 TWh/año).

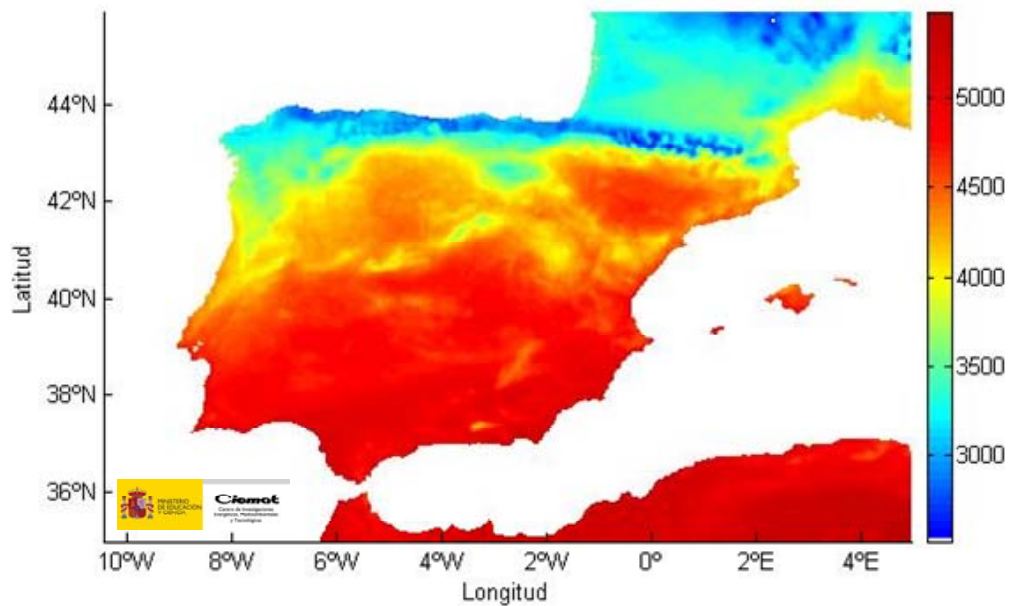


Figura 9. Radiación solar diaria global incidente sobre una superficie horizontal en Wh/m^2 .

ENERGÍA EÓLICA

El viento se genera cuando la radiación solar alcanza la superficie terrestre de una forma no homogénea, dando lugar a grandes diferencias de temperatura, densidad y presión. Las regiones tropicales tienen una ganancia neta de radiación solar, mientras que las regiones polares presentan un claro déficit. Esto da lugar a que la atmósfera terrestre circule transportando calor desde los trópicos hacia los polos. Además la rotación de la Tierra contribuya a introducir unas pautas de circulación semipermanente a escala planetaria. Las características topográficas y los gradientes de temperaturas locales en un determinado emplazamiento alteran en dicha zona la distribución de energía eólica.

La valoración del recurso eólico técnicamente útil en una determinada región implica conocer las medias de viento, así como su distribución de frecuencias. El recurso eólico puede ser explotado en áreas donde la densidad de producción de electricidad eólica es de al menos 400 W/metros cuadrados a 30 metros sobre el nivel del suelo (o de 500 W/metros cuadrados a 50 metros). El incremento de tamaño, y consecuentemente de altura, de los aerogeneradores abre la posibilidad de incrementar el número de zonas aptas, al precisarse menores vientos.

Se estima que el recurso total dispone en la Tierra y que es técnicamente recuperable es unos 53.000 TWh/año, que representaría el doble de la previsión de demanda mundial para el año 2020. Hoy en día se considera como recurso eólico técnicamente explotable aquél que sobrepasa los 5-5,5 metros/segundo de velocidad media anual (clase tres). En todo caso la experiencia demuestra que en aquellos países donde el desarrollo de la industria eólica es más elevado, los análisis detallados de recurso tienden a aumentar las proyecciones de recurso disponible.

En el caso de España la complejidad del terreno hace que no exista un consenso en la valoración del techo del recurso disponible. Un reciente estudio coordinado por Greenpeace, con colaboración de la Universidad Pontificia de Comillas y de investigadores de CIEMAT, establece un techo de 638 TWh/año para los terrenos llanos y de 1.264 TWh/año para los terrenos complejos, lo que suma un total de 1.902 TWh/año de eólica terrestre que el 679% de la demanda eléctrica peninsular prevista para el año 2050 [14]. En el caso de la eólica marina es todavía arriesgado hacer una estimación, aventurándose en el mismo estudio un techo de 300 TWh/año.

BIOMASA

El término de biomasa en su acepción más amplia incluye aquellos materiales orgánicos de origen biológico reciente. Esta definición es deliberadamente amplia con la intención de excluir solamente a los combustibles fósiles del conjunto de materiales orgánicos que proceden del medio biótico. Normalmente los recursos bioenergéticos se suelen separar en los procedentes de residuos y aquellos procedentes de cultivos energéticos. Una utilización masiva de la biomasa requiere abordar la gestión de los cultivos energéticos desde una óptica sectorial. Las productividades en nuestro entorno se situarían en el rango de 6-11 toneladas/ha/año.

Existe todavía la percepción de que la biomasa es un combustible del pasado, en buena parte motivado por el hecho de que aún hoy un 35% de la demanda energética de los países en vías de desarrollo se cubre con este recurso. La producción anual global de biomasa primaria es de 220.000 millones de toneladas de materia seca, o 4.500 exajulios. Se estima que el techo técnicamente explotable de bioenergía de una manera sostenible es de 2.900 exajulios. En general la

disponibilidad de biomasa no es un problema sino su explotación y distribución de una forma sostenida y competitiva. La biomasa es el único recurso renovable que permite replicar la cadena existente con los combustibles fósiles, ya que puede ser almacenada y transformada en calor, electricidad y carburantes.

La necesidad de terreno depende de la disponibilidad de agua, la productividad del cultivo y la eficiencia posterior en su conversión. Asumiendo un 45% de rendimiento en su conversión a electricidad y una productividad de 15 toneladas/ha/año, harían falta dos kilómetros cuadrados de cultivos por cada MW de capacidad eléctrica con operación de 4.000 horas al año a carga nominal.

En la Unión Europea y en Estados Unidos y Canadá las especies de interés agroenergético más estudiadas han sido algunas leñosas, como el chopo y el sauce, y herbáceas perennes, entre las que pueden citarse *Miscanthus spp*, *Phalaris arundinácea L*, *Arundo donax L.* y *Panicum virgatum L.* Además se han llevado a cabo numerosas proyectos con otras herbáceas como el sorgo dulce (*Sorghum bicolor L*), para la producción de bioetanol y el sorgo forrajero (*Sorghum bicolor L.*), como fuente de biomasa sólida. En la Unión Europea, se están llevando, asimismo, a cabo proyectos de ensayos multilocales del cardo (*Cynara cardunculus L.*) y *Brassica carinata*. En ambos casos se trata de dos especies adaptadas a las condiciones del sur de Europa y cuya utilización puede ser como fuente de biomasa sólida, o bien mixta, para la producción de biomasa y biodiesel, dado que en ambos casos se producen cantidades considerables de semillas con alto contenido en aceite.

En el cuadro 3 se muestran los cultivos energéticos más ensayados en la Unión Europea y los intervalos de producción de cada uno de ellos, según datos de diferentes autores, en diferentes localizaciones y condiciones de cultivo.

Cuadro 3. Especies agroenergéticas de mayor potencial en la Unión Europea.

Especie	Zona preferente de cultivo en la UE	Producción de biomasa t/ha/año
Sauce (<i>Salix spp</i>)	Norte	6-12
Chopo (<i>Populus spp</i>)	Centro-Sur	8-30
Eucalipto (<i>Eucalyptus spp</i>)	Sur	8-15
Sorgo dulce (<i>Sorghum bicolor L</i>)	Centro- Sur	12- 45
Sorgo forrajero (<i>Sorghum bicolor L</i>)	Centro-Sur	10-45
Brassica carinata	Sur	3-17
Cardo (<i>Cynara cardunculus L</i>)	Sur	8-35
Phalaris arundinacea	Norte-Centro	7-13
Miscanthus spp	Centro-Sur	4-44
Arundo donax	Centro-Sur	3-37
Panicum virgatum	Norte-Centro-Sur	4-24

El potencial en España es de difícil cuantificación, pues son muchos los factores externos que intervienen. Sin duda la mayor incertidumbre estaría en la cantidad de superficie que podría destinarse a cultivos energéticos. Se estima que se podrían instalar 19.460 MW de potencia eléctrica basada en la biomasa, y se podrían generar 141,47 TWh/año, con el siguiente desglose: monte bajo: 2.310 MW, 17,2 TWh/a; cultivos forestales de rotación rápida: 5.130 MW, 38,2 TWh/año; cultivos energéticos: 4.735 MW, 35,22 TWh/año; residual y biogás: 7.280 MW, 50,85 TWh/a [14].

OTROS RECURSOS RENOVABLES: GEOTÉRMICA, MINIHIDRÁULICA Y OCEÁNICA

Su potencial en nuestro país es más limitado que en las anteriores. Para la España peninsular, el potencial bruto en recursos hidráulicos está evaluado en 150.360 GWh/año, pero esta energía teórica no se puede aprovechar en su totalidad a pérdidas en eficiencia y a limitaciones medioambientales. El potencial técnicamente aprovechable en España es de 65 TWh/año. El potencial aprovechable exclusivamente mediante minicentrales de nueva planta y de posible rehabilitación de potencia inferior a 10 MW es de 4 TWh.

La energía geotérmica se define como la energía almacenada en el interior de la Tierra. La temperatura de la Tierra aumenta unos 3 °C cada 100 metros de profundidad. El potencial global de energía geotérmica es del orden de 140.000.000 exajulios, pero sólo una pequeña parte de los mismos se puede aprovechar en la parte más externa (434 exajulios). Una de las tecnologías de aprovechamiento con mayor interés en el ámbito europeo es el uso de las rocas secas calientes (figura10).

Para estas plantas no se necesita disponer de acuíferos, sino que se inyecta un fluido a presión para que fisuren las rocas en la profundidad deseada, reciba el calor de las rocas y lo transporte a la superficie, donde se convierte ese calor en electricidad, como en una central térmica convencional.

En España se podrían instalar 2.480 MW de potencia eléctrica basada en la energía geotérmica, y se podrían generar 19,53 TWh al año, lo que permitiría cubrir un 7% de la demanda eléctrica peninsular proyectada en el año 2050. Al ser una energía que está disponible de manera permanente, su contribución puede ser muy útil para la regulación del sistema eléctrico, además de poderse aprovechar para usos no eléctricos.

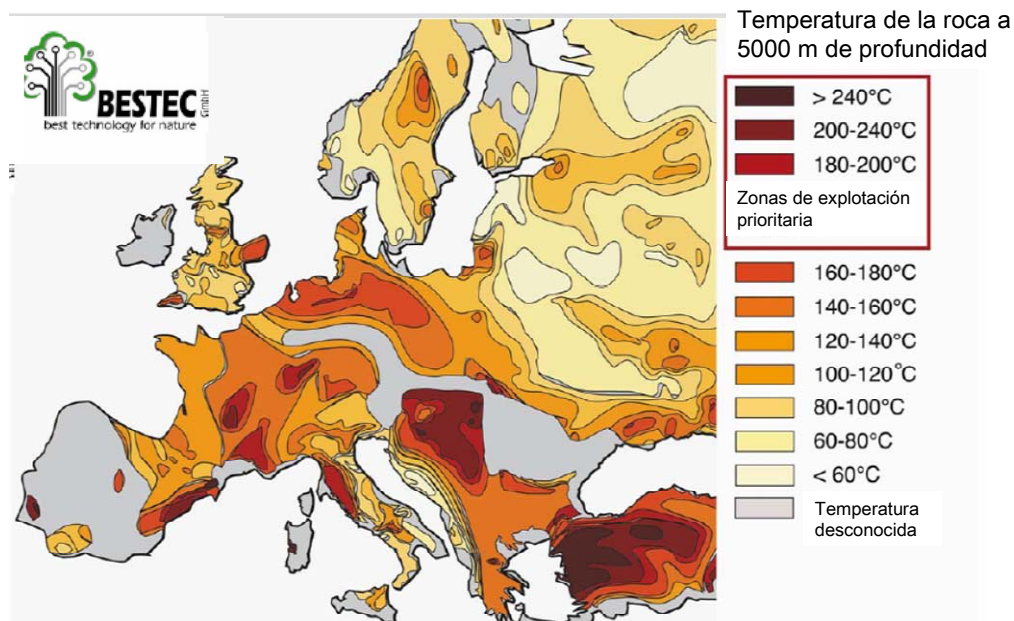


Figura 10. Temperatura a 5.000 m de profundidad para uso en tecnologías geotérmicas de roca seca.

La energía mecánica de las olas se puede aprovechar para su conversión en electricidad, aunque aún no se encuentra en fase comercial. Se considera aprovechable sólo un 90% del potencial disponible a lo largo de una franja entre 5 y 30 kilómetros de distancia a la costa. Se podrían instalar 84.400 MW de potencia eléctrica basada en la energía de las olas, y se podrían generar 296 TWh al año, lo que permitiría cubrir un 105,7% de la demanda eléctrica peninsular proyectada en el año 2050.

Tecnologías y retos tecnológicos

El objetivo común en el desarrollo de las tecnologías renovables es obviamente la reducción de costes, pero acompañada cada vez más de una fuerte exigencia de fiabilidad en el suministro, ya que no sólo deben competir en precio sino también en calidad. El estado de desarrollo tecnológico es muy diferente en cada una de las energías renovables. Atendiendo al grado de madurez tecnológica y a sus objetivos y prioridades de desarrollo tecnológico las energías renovables se podrían clasificar [15]:

1. *Tecnologías maduras*. Objetivo: incremento de eficiencia y reducción de costes:

- Mini-hidráulica:
 - Reconciliación de economía y ecología mediante equipamiento adecuado y medidas de mitigación.
- Geotérmica:
 - Reducción de los costes de instalación en un factor de tres en nuevas tecnologías de exploración, perforación, estimulación de yacimientos y conversión termoeléctrica

2. *Tecnologías emergentes con rápido crecimiento*. Objetivo: Asegurar el desarrollo de sistemas a gran escala:

- Eólica:
 - Aceleración del desarrollo de grandes turbinas, grandes sistemas, eólica marina, terrenos complejos y ambientes extremos.
- Fotovoltaica:
 - Reducción importante de costes mediante I+D en materiales para células y procesos, diseño y producción de módulos, componentes y sistemas.

3. *Tecnologías disponibles con gran potencial aún sin desarrollar*. Objetivo: Potenciar el desarrollo de mercados y el incremento de la velocidad de desarrollo:

- Biomasa:
 - Producción de biocombustibles –desarrollo de la cadena de suministro, separación y pre-tratamiento.

- Procesos de conversión fiables y competitivos– combustión, gasificación, pirólisis, fermentación, etc.
- Solar térmica:
 - Desarrollar aplicaciones en calor y frío solar.
 - Innovación tecnológica y primeros proyectos comerciales en energía solar termoeléctrica.

Tecnologías todavía en maduración. Objetivo: Desarrollo tecnológico para primera generación de sistemas viables:

- Energías marinas:
 - Proyectos técnica y financieramente viables para aprovechamiento de la energía de las olas.
 - Desarrollo de proyectos piloto y demostraciones tipo granja “multidispositivo”.

Tecnologías renovables como la eólica, han conseguido reducir un 80% sus costes de producción eléctrica en las últimas dos décadas, y tal como recoge la EWEA (*European Wind Energy Association*) un 40% de esta reducción ha sido debida al I+D. A pesar de considerarse una tecnología madura, las previsiones son que todavía un 50% de las reducciones esperadas hasta el año 2020 seguirán debiéndose al I+D [16]. Estas proyecciones superarían el 60% en tecnologías en vías de maduración o emergentes como la solar termoeléctrica [17].

La energía eólica ha registrado un crecimiento superior al 22% en Europa en los últimos seis años, jugando España un papel destacado, con más de 12.000 MW instalados y el sector considera factible el suministrar el 16% de la demanda eléctrica en España en el año 2010 [18]. El fundamento de la tecnología eólica se basa en el aprovechamiento de la energía cinética de una masa de aire en movimiento. El aire al incidir sobre las palas de un aerogenerador da lugar a un trabajo mecánico de rotación y este a su vez mueve un generador que produce electricidad. Son determinantes en la cantidad de energía a aprovechar la velocidad del viento, la densidad del aire y el área barrida del rotor. La potencia aprovechada por la turbina en función de la velocidad del viento da lugar a la conocida como curva de potencia de la máquina, una vez que se le introducen los rendimientos

correspondientes al tren de potencia. Desde la posición de potencia máxima hasta la de freno el aerogenerador intenta mantenerse aproximadamente a la potencia nominal sirviéndose de los mecanismos de control. Para ello se utilizan distintas aproximaciones de adaptación como el paso fijo (la palas no pueden girar sobre si mismas), paso variable (giro de pala permitido), velocidad variable de giro en el rotor y basculación. El coeficiente de potencia viene dado por la relación entre la potencia aprovechada por el rotor, dependiente de la velocidad, y la cinética existente en el viento. Este coeficiente tiene un máximo teórico del 59% y conocido como el límite de Betz. La forma de conocer la energía generada por una turbina eólica en un periodo de tiempo precisa del conocimiento de la distribución de probabilidades de velocidades de viento. En general esta probabilidad se puede aproximar bien por un distribución estadística de Weibull. En condiciones medias y tecnología convencional se puede hacer una primera aproximación con la siguiente expresión para evaluar la energía producida anualmente (E) en kWh/año, a partir de la velocidad media anual del viento en un emplazamiento (\bar{v}) expresada en metros/segundo y el área barrida por el rotor (A) expresada en m:

$$E = 2,5(\bar{v})^3 A$$

Para una determinada velocidad de viento el incremento del área A aumenta proporcionalmente la energía producida. Por ello la tendencia es desarrollar aerogeneradores cada vez con un mayor diámetro de pala. Aunque los últimos desarrollos por encima de un MW de potencia no ofrecen abaratamiento en el coste de inmovilizado por kW instalado, que permanece invariante en el entorno de los 950 euros/kW, el aumento de tamaño permite acceder a vientos en mayor altura y conseguir una mayor producción anual. Hasta ahora el desarrollo tecnológico en eólica se ha tomado prestado de otros sectores industriales como el aeronáutico o el naval. Esto está empezando a cambiar, ya que el empuje del desarrollo en eólica está sirviendo para hacer transferencia de tecnologías a otros sectores [19]. En la actualidad se acomete en eólica la construcción de las estructuras rotativas más altas del planeta (figura 11), lo que implica el desarrollar nuevos conocimientos de utilidad para las industrias del acero y de los materiales compuestos.

En cuanto al tipo de sistema empleado, éste ha ido evolucionando a lo largo del tiempo. En la actualidad la opción más común es un tripala con eje horizontal y gran

tamaño. La torre que soporta la góndola y el rotor suele ser de acero y tubular, habiéndose prácticamente abandonado la opción de usar celosías por razones estéticas. La góndola acoge en su interior el tren de multiplicación, el generador y el sistema de transformación a electricidad y en su exterior posee veleta y anemómetro. La función del multiplicador es incrementar la velocidad de giro que llega del rotor (10-20 revoluciones por minuto) para adaptarla a las necesidades del generador (1.500 revoluciones por minuto). El generador produce corriente alterna mediante el uso de un alternador que generalmente suele ser asíncrono por razón de coste, aunque en la actualidad y en grandes máquinas se tiende cada vez más a analizar la opción de alternadores síncronos que proporcionan una mayor calidad en la corriente de salida. El rotor es el conjunto de palas y buje que las une y las conecta a la góndola y el mecanismo multiplicador. Las palas son muy similares a las alas de un avión y están fabricadas en poliéster o epoxy reforzado con fibra de vidrio. El aerogenerador se completa con un sistema de control, unos frenos hidráulicos para frenado del rotor y de la góndola, y con un sistema de orientación al viento.

Algunos de los retos y hechos a los que se tiene que enfrentar la energía eólica en su desarrollo son:

1. La aleatoriedad del viento, la integración de la electricidad producida en la red y su acoplamiento con las curvas de demanda energética. En nuestro país, el factor de capacidad medio anual es del 26%, pero fluctuando entre el 18% en meses de verano y el 35% en algunos meses de invierno). Desarrollo de nuevas herramientas y modelos dinámicos de predicción eólica.
2. La implantación a gran escala en terrenos complejos y/o con condiciones climáticas extremas, incluyendo el impulso de parques costa afuera. Desarrollo del binomio eólica-desalación.
3. El rápido escalado de tamaño del rotor y la tendencia al gigantismo, aventurándose la existencia de máquinas de 8-10 MW en el año 2010.
4. El incremento de la fiabilidad y eficiencia de los sistemas eólicos de pequeña potencia tanto para aplicaciones conectadas a red como aisladas. Desarrollo de procedimientos y plantas de ensayo específicos. Desarrollo de sistemas de almacenamiento de energía para las aplicaciones aisladas.

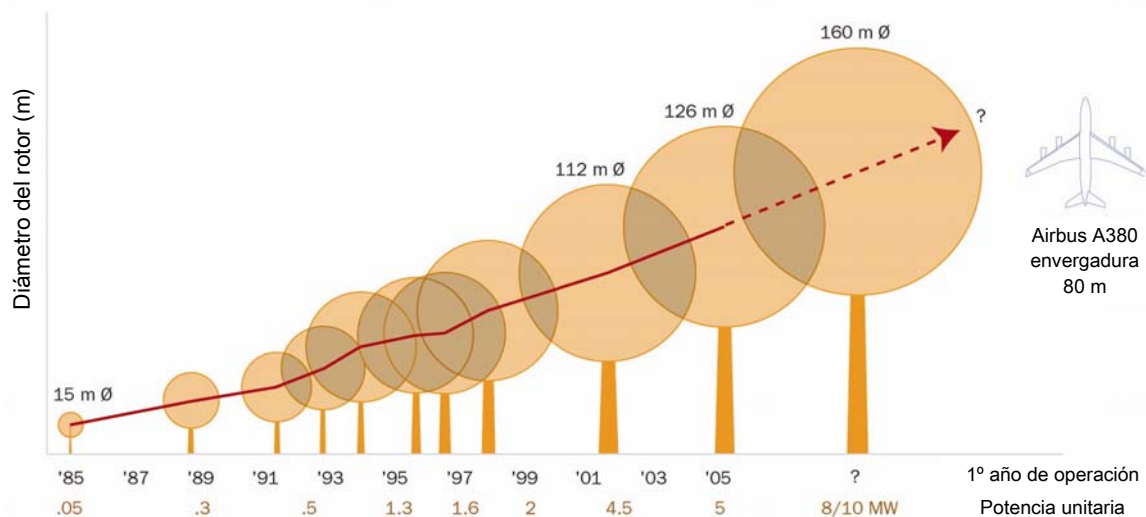


Figura 11. Evolución del tamaño de las turbinas eólicas durante su penetración en el mercado. En el año 1985 el diámetro típico del rotor era de 15 m, en 2005 el aerogenerador más grande alcanzaba los 126 m con una potencia unitaria de 5 MW.

La biomasa es la única de las energías renovables que permite replicar todo el ciclo de preparación y aplicaciones de los combustibles fósiles (figura 12). De ahí que su uso final admita la utilización para producir calor, electricidad o biocarburantes [20]. Se puede transportar y almacenar, por lo que el producto final y el recurso no tienen que residir en el mismo emplazamiento. Todas estas ventajas, son al mismo tiempo las que enmarañan el despegue tan esperado de la bioenergía, ya que son muy diversas y heterogéneas las biomásas, las aplicaciones, los agentes involucrados y los sectores afectados. En general la situación es de gran retraso en la consecución de los objetivos previstos para el año 2010, con la excepción de la producción de biogás. Los pocos proyectos realizados hasta la fecha, se han basado en el uso de residuos de procedencia industrial, existiendo un casi nulo avance en el uso de cultivos energéticos y de residuos agrícolas [21]. El desarrollo tecnológico y el I+D deben incidir fundamentalmente en dos grandes líneas: la producción de biocombustibles sólidos para la obtención de calor y electricidad, y el desarrollo de procesos y tecnologías para la producción de biocarburantes [13]. Desde el interés nacional se consideran estratégicos para España el desarrollo tanto de los cultivos energéticos como la producción del biodiesel y el bioetanol.

Aunque muchas de las aplicaciones energéticas de la biomasa se consideran ya maduras, sobre todo las relacionadas con su aprovechamiento térmico, la realidad

es que todavía los rendimientos en la cadena de conversión y su competitividad necesitan desarrollo tecnológico.

Cuadro 4 *Tabla 4. Grado de desarrollo de las principales tecnologías de aprovechamiento energético de la biomasa [22].*

Tecnología	Grado de desarrollo
Fermentación a bio-etanol	Desarrollo ya comercial, pero con coste muy elevado, baja eficiencia y producción (~55 GJ/ha con celulosa y 75 GJ/ha con hemi-celulosa) Retos: Reducción de costes, mejorar productividad, uso de hemi-celulosa y uso de lignina. Uso de variedades no convencionales como patata, sorgo o paja de cereal. En España se ha puesto recientemente en funcionamiento en Babilafuente (Salamanca) la primera planta comercial Europea que utiliza biomasa lignocelulósica para producción de bio-etanol.
Producción de biodiesel	Tecnología probada con alto coste y bajo rendimiento (~40 GJ/Ha). Retos: Uso de especies oleaginosas de bajo coste, valorización de los subproductos y producción continua.
Digestión anaerobia	Estado comercial excepto los digestores. Alto coste, baja eficiencia y productividad. Retos: Escalado, reducción de costes y uso de residuos heterogéneos.
Combustión de biomasa	Comercial. Problemas de emisiones y baja eficiencia a pequeña escala (~170 GJ/ha calor, ~50 GJ/ha electricidad). Retos: Emisiones, garantía de suministro y calidad de la materia prima y estabilidad de la combustión.
Gasificación de biomasa	Tecnología todavía a escala de demostración. Coste moderado y alta eficiencia (~80 GJ/ha electricidad, ~160 GJ/ha cogeneración). Retos: Calidad del gas, reducción coste, adaptación a pequeños tamaños para producción de hidrocarburos líquidos (gas to liquid) e hidrógeno.
Pirólisis rápida	Tecnología en desarrollo. Coste y eficiencia moderados. Produce bio-combustibles que pueden almacenarse y transportarse, o utilizarse como producto químico. Reto: Calidad y estándares de los productos obtenidos, desarrollo de aplicaciones industriales. Integración en bio-refinería.

Tal y como puede observarse en el cuadro 4, la producción por hectárea resulta limitada en términos energéticos en las distintas tecnologías, tanto térmicas como

biológicas. A esto se añade la limitación del recurso en nuestro país y en Europa. No obstante, el elevado número de terrenos agrícolas con actividad reducida o nula se cifra en varios millones de hectáreas, por lo que la utilización de terrenos en estado de abandono puede resultar altamente beneficioso. La potencial aplicación de la biomasa en el sector de los biocarburantes tiene un gran valor añadido que compensa en gran medida las ineficiencias en el proceso de conversión. Las aplicaciones en biorefinería y en proceso gas a líquidos son también de gran valor estratégico.

De forma general, los principales temas de investigación que se requieren en el ámbito de la biomasa son:

1. Impulso de la investigación y demostración de la cadena integral de producción de nuevos cultivos energéticos, incluyendo las fases de muestreo y caracterización energética estandarizada del recurso, evaluación del recurso, maquinaria y métodos de recolección mecanizada, pretratamiento, almacenamiento y tratamiento.
2. Desarrollo de sistemas de conversión térmica como la combustión avanzada, cocombustión, gasificación y pirólisis, tanto para uso doméstico como industrial.
3. Extensión de los procesos anteriores a la conversión termoquímica con producción de hidrógeno y gas de síntesis, líquidos biosintéticos y otros biocombustibles.
4. Desarrollo de procesos de hidrólisis (ácida o enzimática), fermentación y destilación para la obtención de bioetanol más competitivo a partir de variedades vegetales no convencionales como patata, sorgo o paja de cereal.
5. Desarrollo de procesos de producción de biodiesel con especies oleaginosas de bajo coste, figura 12.

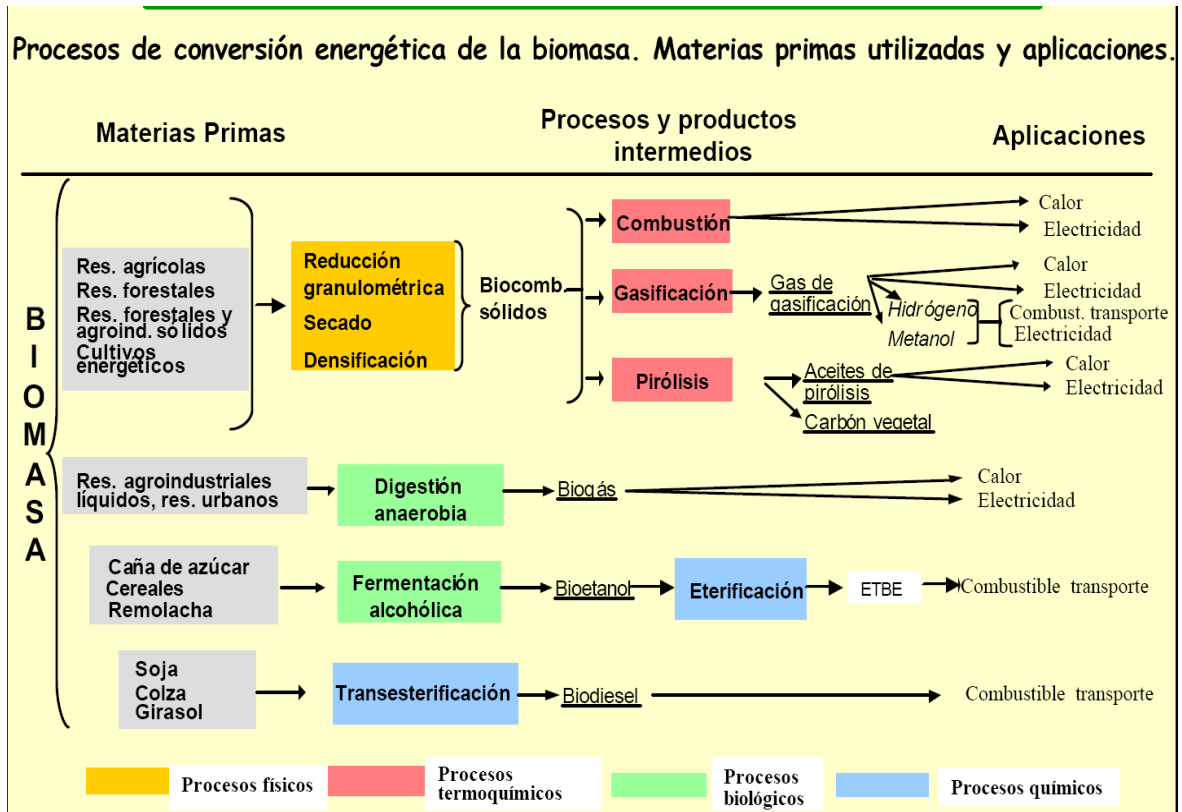


Figura 12. Cuadro resumen de procesos de aprovechamiento energético de la biomasa..

En cuanto a la energía solar, el frente de opciones tecnológicas y aplicaciones es mucho más amplio. Un análisis detallado debería cubrir la situación y retos en energía solar térmica para calor y frío, energía solar en la edificación, energía solar termoeléctrica, solar fotovoltaica y producción de combustibles solares, principalmente hidrógeno [20]. Entre las distintas tecnologías de aprovechamiento de la energía solar destacan por su potencial aportación masiva la energía solar termoeléctrica y la energía solar fotovoltaica.

Las Centrales Solares Termoeléctricas (CET) son sin duda una de las tecnologías energéticas renovables que pueden hacer un aporte considerable de electricidad no contaminante en el medio plazo [20]. La tecnología solar termoeléctrica consiste en el empleo de la radiación solar incidente sobre la superficie terrestre para el calentamiento de un fluido que se hace pasar posteriormente por una etapa de turbina, bien directamente, en las configuraciones sólo-primario, o a través de un sistema de intercambio térmico con otro fluido que circula por la turbina en la configuración conocida como primario-secundario. Tras la etapa compuesta por los equipos propiamente solares, concentrador óptico y receptor solar, este esquema

tiene muchas similitudes con las tecnologías termoeléctricas convencionales basadas en la conversión mecánica del calor, y ulteriormente la generación eléctrica, en un alternador a partir de un movimiento mecánico rotativo. Las centrales termosolares para producción de electricidad implican siempre diseños de sistemas de concentración que tratan de migrar a gran tamaño, y en condiciones reales de operación, geometrías que se aproximan a la del concentrador parabólico ideal. Habitualmente se usan concentradores solares por reflexión para alcanzar las temperaturas requeridas en la operación de los ciclos termodinámicos. Los tres conceptos de concentración solar más utilizados son [23]:

1. Concentradores cilindro-parabólicos: son concentradores de foco lineal con seguimiento en un solo eje, concentraciones de la radiación de 30 a 80 veces y potencias por campo unitario de 30 a 80 MW.
2. Sistemas de torre o de receptor central: consisten en un campo de helióstatos que siguen la posición del Sol en todo momento (elevación y acimut) y orientan el rayo reflejado hacia el foco colocado en la parte superior de una torre. Los órdenes de concentración son de 200 a 1.000 y las potencias unitarias de 10 a 200 MW.
3. Discos parabólicos: son pequeñas unidades independientes con reflector parabólico habitualmente conectado a un motor Stirling situado en el foco. Los niveles de concentración son superiores (1.000-4.000) y las potencias unitarias son de 5 a 25 kW, figura 13.

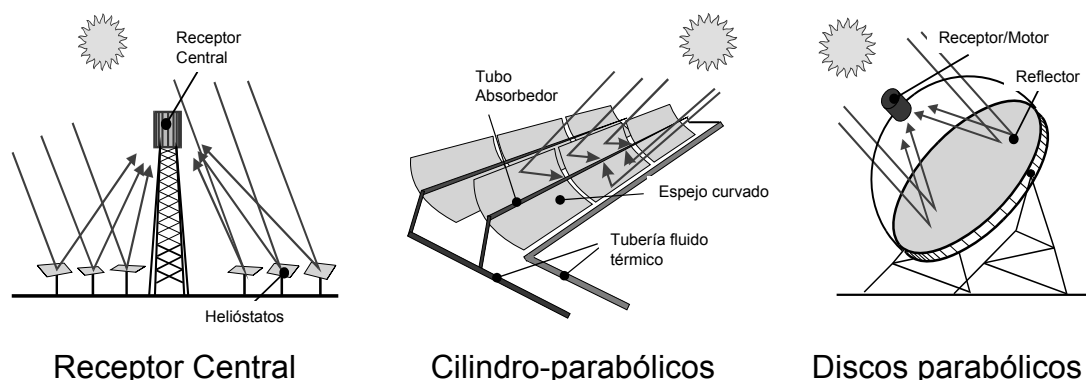


Figura 13. Configuraciones más habituales de los sistemas de concentración solar por reflexión utilizados en CET.

A pesar del indudable potencial de las tecnologías de concentración solar y del éxito operacional de las plantas SEGS en California, cuyos 354 MW suministran desde hace 15 años el 90% de la electricidad comercial de origen solar en el mundo, la realidad muestra que todavía no se ha conseguido el deseado hito rompedor y que las CET tengan aceptación y un uso comercial amplio. Un estudio independiente promovido por el Banco Mundial [24], confirma a las CET como la forma más económica de producir electricidad a gran escala a partir de la energía solar. Su diagnóstico sitúa, no obstante, el coste directo de capital de una CET en 2,5 a 3,5 veces el de una planta térmica convencional y la electricidad que producen alcanza un precio de generación de dos a cuatro veces superior, cuadro 5.

Cuadro 5. Características más reseñables de las centrales eléctricas termosolares

	Cilindro-parabólicos	Receptor Central	Discos Parabólicos
Potencia	30-80 MW*	10-200 MW*	5-25 kW
Temperatura operación	390 °C	565 °C	750 °C
Factor de capacidad anual	23-50 %*	20-77 %*	25 %
Eficiencia pico	20 %	23 %	29,4 %
Eficiencia Neta Anual	11-16 %*	7-20 %*	12-25 %
Estado comercial	Disponible comercialmente	Demostración	Prototipos-demostración
Riesgo Tecnológico	Bajo	Medio	Alto
Almacenamiento disponible	Limitado	Sí	Baterías
Diseños híbridos	Sí	Sí	Sí
Coste W instalado			
€/W	3,49-2,34*	3,83-2,16*	11,00-1,14*
€/Wp**	3,49-1,13*	2,09-0,78*	11,00-0,96*

* El rango indicado se refiere al periodo de 2005 al año 2030.

** €/Wp se refiere al coste por W(pico) instalado eliminando el efecto de almacenamiento de energía, tal y como se hace en la energía solar fotovoltaica.

Desde el año 2004 existe en nuestro país un marco legal que ampara la producción de electricidad con este tipo de tecnología. Este hecho, unido a la existencia de una instalación experimental única en el mundo, ubicada en la plataforma solar de Almería, dependiente del CIEMAT, está contribuyendo a una actividad frenética en la promoción y construcción de centrales solares termoeléctricas en España, donde tenemos más de 1.500 MW actualmente en distintos estados de promoción, construcción y operación. Cabe añadir la existencia de un programa muy ambicioso en California con el objetivo de 3.000 MW. Tanto en España como en Estados Unidos, las empresas españolas se encuentran en una clara posición de liderazgo,

por lo que cabe esperar que nuestro país sea el referente mundial en esta tecnología en los próximos años. Asimismo, proyectos en otros países como Argelia, Marruecos o Suráfrica, están siendo desarrollados por empresas españolas. El estado tecnológico actual permite asegurar que para tamaños en el entorno de 30-50 MW se pueden alcanzar en punto de diseño el 21-23% de rendimiento en la conversión solar-electricidad y costes de producción de 0,15-0,17 euros/kWh, con proyecciones de costes de producción a corto-medio plazo de 0,08 euros/kWh.

Las aplicaciones de la energía solar fotovoltaica están basadas en el aprovechamiento del efecto fotovoltaico que resulta al incidir la radiación solar sobre un cierto tipo de materiales semiconductores. Para comprender este fenómeno se puede pensar esquemáticamente en una situación donde la acción de la luz sobre un material produce transiciones a estados excitados, generando en el material pares electrón-hueco que mediante un mecanismo adecuado son conducidos a un circuito exterior, donde la energía cedida por los fotones es disipada o almacenada [25]. Básicamente la unión de dos semiconductores con valores de E_g (energía de separación entre bandas del semiconductor) adecuados y sus correspondientes contactos eléctricos da lugar a una célula solar fotovoltaica, tal como ilustra la figura 14, donde se hace una representación esquemática de una célula solar fotovoltaica y de su circuito eléctrico equivalente. Las células solares se suelen clasificar generalmente por el tipo de material semiconductor que actúa como absorbedor de la radiación solar, pudiéndose establecer los siguientes grupos:

1. Células basadas en el silicio cristalino, monocristalino (c-Si) y multicristalino (m-Si).
2. Células de lámina delgada o en capa fina de sus componentes activos, películas de silicio (TF-Si), silicio amorfo (a-Si), calcopirita (CIGS), y telururo de cadmio (CdTe).
3. Células III-V o de alta eficiencia. Las células solares son generalmente conectadas o dispuestas en serie al objeto de obtener voltajes de operación adecuados a la aplicación a realizar. Estas series de células se encapsulan habitualmente entre vidrio y/o películas poliméricas como el tedlar, poliéster, etc.

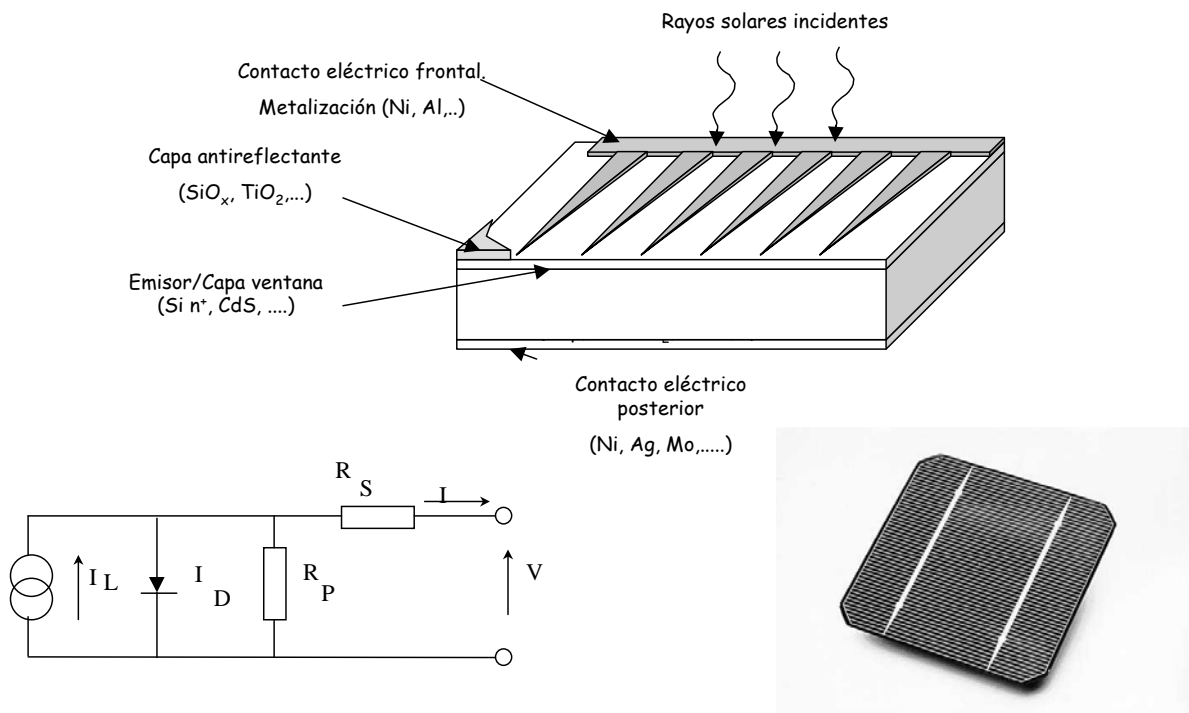


Figura 14. Representación esquemática de una célula solar fotovoltaica, de su circuito eléctrico equivalente, y de una célula solar de silicio.

Los componentes de un sistema FV son diversos según sea la aplicación y el tipo de central [26]. En general los componentes más importantes en una instalación son:

En sistemas conectados a red:

- Generador fotovoltaico.
- Estructuras soporte fijas o con seguimiento.
- Inversor para conexión a red.

En sistemas autónomos con acumulación eléctrica:

- Generador fotovoltaico.
- Estructuras soporte fijas o con seguimiento.
- Inversor fotovoltaico autónomo (opcional).
- Acumuladores (opcional), básicamente baterías.

Debido al crecimiento del sector FV (aumento de potencia de las instalaciones y a las nuevas aplicaciones de integración en edificios y centrales de mayor potencia) los módulos FV convencionales de 36 células de 100 centímetro cuadrado de 50 Wp y 0,5 metros cuadrados están evolucionando a módulos de 72 a 144 células de

225 a 900 centímetro cuadrado, dando lugar a módulos de 100 a 300 W de potencia y de 1 a 3 m² de tamaño. Las células de silicio monocristalino siguen configurando los módulos FV de mayor rendimiento, pero el mercado mundial se está desplazando hacia la utilización del silicio policristalino. El silicio amorfo, está perdiendo cuota del mercado frente al fuerte crecimiento del silicio cristalino (mono y poli). Dentro de las células de alto rendimiento destacan las células de dedos enterrados (tecnología Saturno), las células crecidas en cinta por el borde y las células monocristalinas recubiertas por ambas caras por capas de silicio amorfo (tecnología hit-power). Otras nuevos tipos de módulos están apareciendo de forma significativa en el mercado como los basados en diseleniuro de cobre e indio (CIS) y las células de silicio policristalino crecido en bandas (tecnología APEX de Astro Power). Una nueva tendencia generalizada en producción de células cristalinas es el uso de células más delgadas donde, para su obtención, se puede ahorrar hasta un 50% de material base. Los rendimientos actuales de células comerciales dependen del fabricante y tipo de células empleadas, según se muestra en el cuadro 6.

Cuadro 6.-. Rendimientos teóricos, en laboratorio y en producción comercial para distintas tecnologías de células FV.

	Teórica	Laboratorio	Comercial
Silicio monocristalino	27 %	24 %	13 - 16 %
Si-m en cinta	27 %	20 %	13 - 14 %
Silicio policristalino	26 %	19 %	11 - 13 %
Si-p en banda	25 %	14 %	9 - 10 %
Silicio amorfo	25 %	13 %	6 - 8 %
AsGa	30 %	26 %	18 - 20 %
CIS-G	28 %	18 %	8 - 12 %
TeCd	29 %	16 %	7 - 9 %

A pesar de la diversidad de materiales mencionada, el mercado actual centra su producción básicamente en el uso del silicio. Las estadísticas correspondientes al año 2005 reflejan una producción de células FV superior a 1.800 MWp, de los cuales el 90,6% eran de silicio cristalino; 4,7% de Si amorfo; 1,6% de CdTe; 0,6% de CIGS y 2,9% de otras tecnologías. En España el 100% de la producción es de silicio cristalino. El fuerte incremento de demanda que se registra en los últimos años a consecuencia de las tarifas premiadas a la producción eléctrica está dando lugar a que diversos consorcios industriales se están planteando la producción comercial de células de lámina delgada en nuestro país.

En cuanto al sistema FV en su conjunto, para lograr reducir costes y aumentar el rendimiento también se están haciendo esfuerzos para reducir las pérdidas, lo que se puede lograr utilizando seguidores del Punto de Máxima Potencia (PMP), optimizando la sección del cableado, convertidores electrónicos de alto rendimiento, etc. Como el coste de la electrónica de potencia en los sistemas FV es de un 15 % del coste de los módulos FV, siempre es ventajoso utilizar convertidores DC/AC o DC/DC, balastos electrónicos, transformadores y seguidores del PMP de alto rendimiento aunque su coste se incrementase un 50%. Una nueva tendencia la marca el aumento de instalaciones de sistemas FV con seguimiento solar (especialmente en España) en un eje (horizontal, acimutal o polar) o en dos ejes, porque en determinadas situaciones el coste adicional del sistema de seguimiento sobre un sistema fijo está compensado por el aumento anual de la producción. Esta ganancia energética depende del clima y del lugar, y se mueve en el rango del 30-40% anual. Por último, aunque se están realizando proyectos de I+D y de demostración de sistemas de concentración, éstos todavía no son suficientemente fiables para que se inicie su comercialización. No obstante, con el desarrollo comercial de los seguidores solares para panel plano se está iniciando la instalación de sistemas de seguimiento de baja concentración (espejos en V con concentraciones entre 1,5 y 3 X). Un ejemplo reciente lo constituye la planta Sevilla-PV de 1,2 MW financiada parcialmente por la Comisión Europea, promovida por la empresa Abengoa y ubicada en la provincia de Sevilla. En todo caso la reducción de costes en la tecnología fotovoltaica se registra de una manera lenta y sólo mediante la combinación de un mercado acelerado y la aparición de hitos rompedores será posible alcanzar la competitividad. El Documento estratégico de la Plataforma

Tecnológica Europea de FV plantea como visión el alcanzar un coste llave en mano de sistema de un euro/Wp hacia el año 2030 para lo cual se debería alcanzar una potencia instalada en el mundo de 1.000 GWp, de los cuales 200 GWp estaría en Europa [27].

Como resumen general de las necesidades de desarrollo dentro de las distintas tecnologías solares podríamos relacionar:

1. La tecnología fotovoltaica debe trabajar en la obtención de nuevos hitos tecnológicos rompedores en células, módulos y sistemas, que permitan acelerar la tendencia de reducción de costes actual y alcanzar el deseado objetivo de 1 euro/Wp. Reducción de espesor y de coste de producción, así como incremento del rendimiento en las células de silicio cristalino. Reducción de coste y aumento de superficie en la producción de materiales en lámina delgada y dispositivos heterounión. Nuevos conceptos como células orgánicas y poliméricos, o células de concentración III-V. Diseño de nuevos sistemas integrados con bajo coste y alta durabilidad [28].
2. La energía solar termoeléctrica debe demostrar sus primeros sistemas en conexión a red basados en tecnologías maduras de aceite, agua/vapor y sales fundidas, tanto en plantas con concentradores cilindro-parabólicos, como en sistemas de torre con receptor central. El objetivo para la siguiente generación de plantas comerciales es bajar de los 1.500 euros/kW y conseguir bajar de 0,08 de euro/kWh, con sistemas capaces de operar por encima de las 4.000 horas anuales equivalentes. Este objetivo se pretende conseguir a través del uso de tecnologías que vienen siendo desarrolladas y cualificadas en España desde los años ochenta. En tecnología de colectores cilindroparabólicos se persiguen mejoras que permitan reducir el número de intercambiadores y etapas, como es el caso del desarrollo de la tecnología de generación directa de vapor con ensayo en planta piloto y posterior escalado. Reseñar, por último, el desarrollo de nuevas generaciones de receptores volumétricos refrigerados por aire e integración en ciclos termodinámicos avanzados, así como el desarrollo de grandes sistemas de almacenamiento térmico [29].
3. La química solar centra su actividad de I+D en la producción de combustibles solares que permitan almacenar estacionalmente y transportar la energía solar a grandes distancias, con especial dedicación al hidrógeno producido por vía

termoquímica a partir de la utilización de ciclos con óxidos metálicos. La destoxificación solar de efluentes líquidos, y aguas y aire contaminado mediante la solarización de procesos fotocatalíticos es también de gran importancia. Otros procesos de gran interés lo constituyen la síntesis y tratamiento de materiales con radiación solar, la utilización en procesos industriales y en procesos fotoquímicos [30].

4. El calor y frío solar han de profundizar en el desarrollo de materiales eficientes y de bajo coste, en particular recubrimientos y materiales antirreflectantes. Nuevos captadores solares con mejor integración en edificios, así como para aplicaciones a media temperatura, hasta 250 °C. Sistemas combinados para agua caliente y calefacción. Sistemas solares para desalación y también para refrigeración [13]. La refrigeración solar es una aplicación que se espera cobrará gran auge en los próximos años, siendo una prioridad su desarrollo y demostración en España.

El mercado de las EERR

IMPLANTACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL MUNDO

El mercado mundial de las energías renovables ha crecido de forma robusta en 2005 [31-41], tal y como se muestra en el cuadro 7. España se encuentra en los puestos de cabeza en algunas de las tecnologías renovables, fundamentalmente en el ámbito de la energía solar y eólica, así como en biocarburantes (cuadro 8). La gran hidroeléctrica ha crecido 12-14 GW en 2005, siendo China (7 GW nuevos), Brasil (2,4 GW) e India (1,3 GW) los principales impulsores. La minihidráulica se ha incrementado en 5 GW hasta alcanzar los 66 GW, de los cuales 38,5 GW están en China. La eólica ha sido la segunda renovable en nueva capacidad instalada, con 11,5 GW lo cual representa un crecimiento del 24%, hasta alcanzar los 59 GW. Más de la mitad de los nuevos parques se ubican en sólo tres países (Estados Unidos con 2,4 GW, Alemania (1,8 GW) y España (1,8 GW). India ha sobrepasado ya a Dinamarca y ocupa la cuarta posición, con la instalación de 1,4 GW en 2005. Se han producido fuertes crecimientos en China, con 0,5 GW nuevos. Empiezan a crecer las instalaciones de eólica marina con 180 MW nuevos. La biomasa para generación de electricidad y calor continúa su crecimiento, habiéndose registrado un incremento de 2-3 GW nuevos en el año 2005, con lo que la capacidad instalada asciende a 44 GW. Se vienen registrando crecimientos del 50% y superiores en algunos países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico como Alemania,

Hungría, Holanda, Polonia y España. En algunos países en vías de desarrollo como Tailandia han proliferando pequeñas instalaciones, acumulando unos 50 pequeños proyectos que suman 1 GW. Se han instalado algunas plantas de producción eléctrica a partir de bagazo procedente de la industria del azúcar de caña en países como Filipinas y Brasil. La energía geotérmica tuvo también cierto crecimiento con 0,5 GW de nueva planta, fundamentalmente en Estados Unidos. Hay en estos momentos plantas en construcción en 11 países.

Cuadro 7.- Capacidad de energía renovable instalada en 2005 y acumulada [31])

	Añadido en 2005	Acumulado a finales de 2005	Porcentaje crecimiento 2005
Generación electricidad			
Gran hidráulica	12-14 GW	750 GW	1,5-2%
Mini-hidráulica	5 GW	66 GW	8%
Eólica	11,5 GW	59 GW	24%
Biomasa	2-3 GW	44 GW	---
Geotérmica	0,3 GW	9,3 GW	3%
FV, conectada a red	1,1 GW	3,1 GW	55%
FV, aislada	0,3 GW	2,3 GW	15%
Solar termoelectrica	~0	0,4 GW	---
Oceánica	~0	0,3 GW	---
Agua caliente y calor			
Biomasa	n/d	220 GW	---
Solar térmica	13 GW	88 GW	14%
Geotérmica	2,6 GW	28 GW	9%
Carburantes transporte			
Etanol	2,5x10 ⁹ litros	33x10 ⁹ litros	8%
Biodiesel	1,8x10 ⁹ litros	3,9x10 ⁹ litros	85%

Cuadro 8.-. Principales países en penetración de las EERR, [31].

Países líderes	1	2	3	4	5
Cantidad anual o capacidad añadida en 2005					
Inversión anual	Alemania/China		EEUU	Japón	España
Energía eólica	EEUU	Alemania	España	India	China
Solar FV (red)	Alemania	Japón	EEUU	España	Francia
Solar agua caliente	China	Turquía	Alemania	India	Austria/Grecia/Japón
Bioetanol	Brasil/EEUU		China	España/India	
Biodiesel	Alemania	Francia	Italia	EEUU	República Checa
Capacidad total acumulada en 2005					
Total renovables (excl. gran hidráulica)	China	Alemania	EEUU	España	India
Mini-hidráulica	China	Japón	EEUU	Italia	Brasil
Energía eólica	Alemania	España	EEUU	India	Dinamarca
Biomasa	EEUU	Brasil	Filipinas	Alemania/Suecia/Finlandia	
Solar FV (red)	Alemania	Japón	EEUU	España	Holanda
Solar agua caliente	China	Turquía	Japón	Alemania	Israel
Geotérmica	EEUU	Filipinas	México	Indonesia	Italia

La fotovoltaica conectada a red ha registrado el mayor crecimiento porcentual, con el 55% de aumento, llegándose a una potencia acumulada de 3,1 GW. Más de la mitad del aumento global se centra en un solo país, Alemania (600 MW en un año). En el caso de Japón la FV ha aumentado en 300 MW y 70 MW en Estados Unidos. Sumando las aplicaciones sin conexión a red, la potencia total instalada es de 5,4 GW.

El total de capacidad eléctrica instalada con energías renovables asciende a 180 GW, excluyendo la gran hidráulica. Los «top-seis» han sido China (42 GW),

Alemania (23 GW), Estados Unidos (23 GW), España (12 GW), India (7 GW) y Japón (6 GW).

La capacidad de energía solar térmica para agua caliente sanitaria se incrementó el 14% hasta alcanzar los 88 GWt. El gran mercado mundial se ubica en China, con el 80% de la nueva capacidad instalada y el 60% del total. En Europa la energía solar térmica se incrementó en 1,3 GWt.

La producción de etanol ascendió a 33.000 millones de litros en el año 2005, la mayor parte en Estados Unidos. Por primera vez Estados Unidos ha superado a Brasil en este mercado. En todo caso la penetración en Brasil continúa siendo reseñable, representando el 41% del combustible para transporte utilizado en el país por vehículos no-diesel. El mercado de vehículos “flex” ha seguido aumentando en Brasil, representando en el año 2005 el 70% del mercado de vehículos no diesel. La Unión Europea ha incrementado su producción en el año 2005 un 70%, aunque todavía por debajo de los niveles de Brasil y Estados Unidos.

La producción de biodiesel es todavía muy inferior a la de etanol, con valores de 3.900 millones de litros. El crecimiento en términos porcentuales es, no obstante, muy importante. El biodiesel incremento en Europa su producción en un 75%, liderando países como Alemania, Francia, Italia y Polonia. En Estados Unidos su producción se ha triplicado, cuadro 9.

Cuadro 9.- Capacidad eléctrica renovable instalada en el mundo a finales de 2005. Cifras en GW. Gran hidráulica no incluida.

Tecnología	Total mundial	Países en desarrollo	EU-25	China	Alemania	EEUU	España	India	Japón
Mini-hidráulica	66	44	12	38,5	1,6	3,0	1,7	1,7	3,5
Eólica	59	6,3	40,5	1,3	18,4	9,2	10,0	4,4	1,2
Biomasa	44	24	8	2,0	1,7	7,2	0,5	0,9	>0,1
Geotérmica	9,3	4,7	0,8	~0	0	2,8	0	0	0,5
FV red	3,1	~0	1,7	~0	1,5	0,2	<0,1	~0	1,2
Solar termoeléctrica	0,4	0	~0	0	0	0,4	~0	0	0
Oceánica	0,3	0	0,3	0	0	0	0	0	0
Total renovables	182	79	63	42	23	23	12	7	6

(excl. gran hidráulica)									
Para comparación:									
Gran hidráulica	750	340	115	80	7	95	17	n/d	45
Capacidad eléctrica total	4.100	1.500	710	510	130	1.060	78	n/d	280

INVERSIONES E INDUSTRIA EN EL MUNDO

En el año 2005 se ha registrado un record de inversiones en EERR, alcanzándose los 38.000 millones de dólares. Alemania y China son los líderes, con aproximadamente 7.000 millones de dólares cada uno, seguidos de Estados Unidos, España, Japón e India. Es notable la posición de España en eólica y fotovoltaica. Se están produciendo cambios de liderazgo importantes en los últimos años, con un claro primer puesto de Alemania en instalaciones FV y de Estados Unidos en nuevos parques eólicos y etanol.

La industria de las EERR ha captado la atención de nuevos inversores, habiendo aumentado el número de grandes empresas y corporaciones que disponen de compañías o divisiones en energías renovables. En el año 2005 el número de éstas con valoración de mercado superior a los 40 millones de dólares ha subido de 60 a 85, sumando un total de 50.000 millones de dólares en valor de mercado. Las más recientes incorporaciones son Suntech Power (China), Suzlon (India), REC (Norway) y Q-cells (Germany), todas ellas muy dadas a Oferta Pública de Adquisición (OPAS) iniciales. Después de las correspondientes OPAS, la capitalización de mercado de Suzlon, REC y Suntech superó los 5.000 millones de dólares.

El mayor número de compañías se sitúa en el campo de la FV que se está convirtiendo en el uno de los sectores industriales con mayores beneficios. La producción global aumento desde 1.150 MW en 2004 a 1.700 MW en el año 2005. Japón es el líder en producción de células (830 MW), seguido de Europa (470 MW), China (200 MW), y Estados Unidos (150 MW). La escasez de silicio ha venido afectando a la producción. El principal fabricante europeo es Q-Cells, que ha duplicado su producción en el año 2005. Las principales compañías japonesas son Sharp y Kyocera y también han incrementado su producción en un 30%, mientras que Sanyo ha saltado a la cuarta plaza. En China, la fabricación de células se ha triplicado, desde 65 MW hasta 200 MW (300 MW a final de año), y la de módulos se

ha duplicado, alcanzando los 250 MW (400 MW a final de año). Tres nuevos fabricantes Chinos han anunciado planes para expandir la producción en más de 1500 MW en el año 2008, (Nanjing CEEG PV Tech, Yingli Solar y Suntech Power).

La industria eólica se ha expandido internacionalmente en varios frentes. Vestas de Dinamarca, el líder mundial con el 30% del mercado, ha abierto factoría de palas en Australia y planea abrir una factoría en China en el año 2007 paera el montaje de góndolas y rotores. Nordex de Alemania comenzó ya a producir palas en China. Gamesa de España ha invertido 30 millones de dólares para abrir tres nuevas plantas de fabricación en Estados Unidos. Gamesa y Acciona de España, Suzlon de India y GE Energy de Estados Unidos han abierto también factorías en China. Tanto Acciona como Suzlon han invertido más de 30 millones de dólares cada una. Dos nuevos fabricantes nacionales han comenzado también a fabricar en China. Harbin Electric Machinery Co, uno de los mayores productores de generadores eléctricos en China, ha completado el diseño y ensayo de un aerogenerador de 1,2 MW y está preparando su fabricación en serie. Harbin es el primer diseño propio de un fabricante chino, lo cual representa toda una novedad. Dongfang Steam Turbine Works comenzó a producir aerogeneradores de 1,5 MW y ha instalado cuatro en el año 2005. En total hay cuatro fabricantes chinos, que producen el 29% de los aerogeneradores instalados en China en el año 2005.

La industria eólica vio como en 2005, la demanda superó a la oferta, fundamentalmente debido al salto importante en el mercado de Estados Unidos, desde 390 MW en el año 2004 a 2400 MW en el año 2005, por la renovación de las exenciones fiscales que habían expirado en 2003. Esto incrementó los precios, dado que los fabricantes de turbinas era reacios a incrementar producción, dado que las exenciones fiscales vuelven a expirar en el año 2007.

El sector industrial de bombas de calor para la energía geotérmica ha estado muy dinámico en los últimos años. Existe una docena de fabricantes europeos, los cuales se ubican en los principales mercados como Suecia, Alemania, Suiza y Francia. El mercado está siendo controlado cada vez más por grandes grupos industriales que están adquiriendo compañías especializadas en bombas de calor para geotérmica.

La energía solar termoeléctrica tras dos décadas de parada en que el único referente mundial se encontraba en las plantas SEGS de Luz en California, ha vuelto a revitalizarse. En Estados Unidos una nueva planta de 64 MW ubicada en Nevada

está finalizando su construcción promovida por Solargenix y la empresa española Acciona Energía, la cual recientemente ha anunciado una iniciativa similar en la localidad de Moura en el sur de Portugal. Aparte de estas dos iniciativas hay que reseñar que el gran foco de desarrollo de nuevas plantas se encuentra en España, basándose en a la existencia de una tarifa favorable de la electricidad producida por centrales eléctricas termosolares. En la actualidad hay más de 20 proyectos en fase de promoción que superan los 1.500 MW y desarrollados por distintos consorcios industriales. Los principales promotores y desarrolladores son ACS-Cobra, Abengoa, Iberdrola, Samca, Acciona, Ibereólica y Sacyr. Abengoa ha inaugurado recientemente la primera planta de 10 MW situada en la provincia de Sevilla y ha ganado el concurso para suministrar la primera planta que va a ser construida en Argelia. Sin duda serán Estados Unidos y España, junto con algunos países del norte de África y Australia, los mercados naturales de estas primeras plantas. Las empresa españolas antes referidas y otras que están aproximándose a la tecnología serán, sin duda, pioneras y líderes mundiales, cuadro 10.

Cuadro 10.-. Producción mundial de biocarburantes en 2005 [31]).

País	Bio-etanol (x10 ⁹ litros)	Bio-diesel (x10 ⁹ litros)
Brasil	15	-
EEUU	15	0,25
Alemania	0,2	1,9
China	1	-
Francia	0,15	0,6
Italia	-	0,5
España	0,3	0,1
Canadá	0,2	0,1
India	0,3	-
Colombia	0,2	-
Suecia	0,2	-
Total UE	0,9	3,6
Total Mundo	33	3,9

En el ámbito de los biocarburantes, y más concretamente en el etanol, Estados Unidos lidera el crecimiento con 95 plantas de producción y una capacidad de producción de 16.400 millones de litros/año. A mediados del año 2006 se habían construido 35 nuevas plantas y otras nueve estaban siendo ampliadas. Hay que mencionar aquí el papel que juega la empresa española Abengoa, con una importante penetración en el mercado de Estados Unidos. En Canadá hay seis nuevas plantas de bioetanol en construcción con una capacidad de 700 millones de litros/año. Brasil tiene más de 300 plantas operando y 80 nuevas han sido

licenciadas en el año 2005. El biodiesel y su industria está creciendo fuertemente. La Unión europea tiene una capacidad de producción de 6.000 millones de litros/año a mediados del año 2006. En Estados Unidos hay operando 53 plantas con una capacidad de 1.300 millones de litros/año, y hay otras 44 plantas en construcción lo que duplicará la producción. Canadá tiene dos plantas en operación con una producción de 100 millones de litros/año.

INVERSIONES E INDUSTRIA EN ESPAÑA

El desarrollo de las EERR en España es, cuando menos, paradójico. En los últimos años se evidencia una penetración importante de algunas renovables, pero la situación es muy desigual. La evolución más positiva corresponde a los biocarburantes, el biogás y la energía eólica en la que se han instalado más de 11.000 MW y conectado a red, representando ya el 8% del consumo eléctrico del país. Se ha fijado un ambicioso objetivo de potencia instalada de 20.000 MW para el año 2010 y se espera que pueda contribuir con un 16% de la demanda. Por el contrario, las distintas tecnologías renovables presentan evidentes retrasos en su implantación, lo mismo que la biomasa. No obstante, en aquellos casos donde el producto final es la electricidad, están recibiendo un fuerte impulso desde la aprobación del Real Decreto. 436/2004. Por ejemplo, las granjas FV con potencias unitarias de hasta 100 kW están recibiendo una enorme atención y el PER fija un objetivo para el año 2010 de 450 MW (PER, 2005). Algo parecido sucede con las centrales eléctricas termosolares. En el caso de la energía solar térmica de baja temperatura el retraso es muy importante, pero se espera que empiece un fuerte impulso tras la reciente aprobación del Código Técnico de la Edificación, de forma que todavía se mantiene el objetivo de alcanzar casi cinco millones de metros cuadrados en el año 2010.

La energía eólica tiene un peso importante en la economía española, ya que en el año 2005 casi 500 empresas participaron en esta industria a lo largo de las diferentes etapas. Destacan fundamentalmente dos fabricantes de aerogeneradores en el mercado español: Gamesa Eólica (que hoy incluye MADE) y Ecotecnia, dado que suministran el 75% de toda la potencia eólica instalada y son líderes mundiales en la fabricación de aerogeneradores, figura 15.

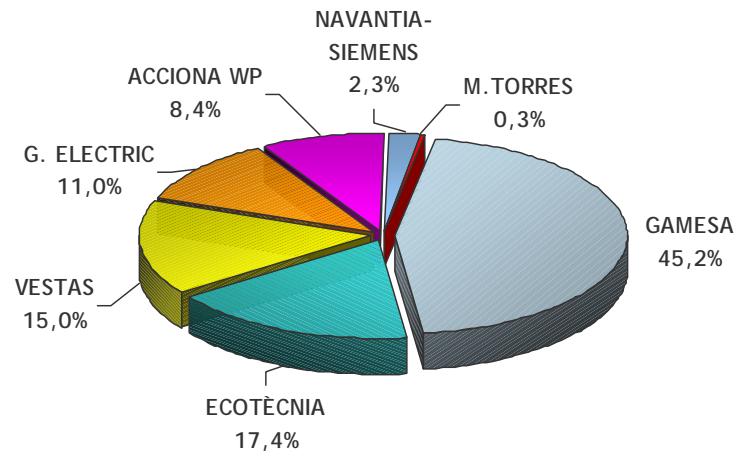


Figura 15. Distribución de suministro de aerogeneradores en España en 2005 por fabricantes.

Se estima que la fabricación e instalación de parques eólicos genera seis puestos de trabajo por MW y año, mientras que la operación y mantenimiento de las instalaciones da empleo a entre 100 y 400 personas por TWh generado y año. Entre los fabricantes de palas cabe destacar LM composites, de origen danés, con plantas de fabricación en las provincias de Toledo, La Coruña y León.

En el sector FV operan 16 empresas de fabricación de equipos, siendo Isofón, BP Solar y Atersa los principales fabricantes. Además existen más de 70 empresas con actividades de instalación y distribución, así como otras 18 dedicadas a promoción de instalaciones e ingeniería. El sector presenta elevados índices de creación de empleo, estimándose que unas 5.500 personas trabajan directa o indirectamente en la industria fotovoltaica española.

En la energía solar térmica existen cerca de 200 empresas, principalmente ingenierías e instaladoras. En este caso no podemos decir que existan líderes tecnológicos. Solamente en el caso de la energía solar térmica de alta temperatura, tal y como se ha mencionado antes, existe un claro liderazgo de las empresas españolas. Los resultados estadísticos del programa de financiación ICO-IDAE, muestran que la mayor parte de los fabricantes que venden en nuestro país son extranjeros, destacando Viessmann, Solahart y Chromagen. Entre los fabricantes nacionales destacan por volumen, Isofoton, Gamesa Solar y Termicol.

La bioenergía incluye un conjunto de disciplinas muy amplias y su cadena de valor abarca desde la recogida de residuos, la logística, pretratamiento, producción de energía, hasta otras actividades de soporte como las realizadas por entidades

públicas y cooperativas de agricultores y ganaderos. El sistema es por tanto industrialmente complejo. Una de las características de este sector es que todavía no tiene entidad como tal a nivel industrial, ya que aunque hay empresas españolas de referencia a nivel mundial, como Abengoa en la producción de biocarburantes, todavía no existe un número suficiente de empresas ni siquiera a veces conciencia de sector industrial como tal. Las actividades son muy dispersas.

Conclusiones

Las energías renovables pueden cubrir el 50% de la demanda energética mundial a mediados del presente siglo. Si bien hay ejemplos esperanzadores de cómo la instauración de incentivos y políticas de tarifas eléctricas premiadas ha dinamizado el sector de la energía eólica en algunos países como Alemania y España, la realidad es que la penetración masiva de las energías renovables precisa también de una serie de hitos tecnológicos que permitan acelerar todo el proceso.

En las últimas dos décadas, la aplicación de fondos públicos al I+D en energías renovables ha registrado un lento descenso. En la Unión Europea los distintos programas-marco han venido dedicando una media de 100 millones de euros por año y en nuestro país se sitúa en los 16 millones de euros. Es necesario triplicar dicho esfuerzo de apoyo público con el objeto de alcanzar los ambiciosos objetivos que se marcan para las distintas renovables.

La energía eólica centra sus desafíos en la mejora de la predicción de viento, el desarrollo de grandes aerogeneradores, la implantación en terrenos complejos y ambientes extremos y en el desarrollo de la eólica distribuida con pequeños aerogeneradores.

En biomasa se ha de impulsar el desarrollo de los cultivos energéticos, las tecnologías avanzadas de utilización térmica y termoquímica, y la producción de bioetanol y biodiesel a partir de variedades vegetales no convencionales y de bajo coste.

La energía solar presenta un gran número de opciones tecnológicas con desarrollos a potenciar. En fotovoltaica el aumento de la eficiencia, así como la reducción de material mediante el empleo de láminas delgadas o el uso de concentración solar. En solar termoeléctrica la demostración de las primeras plantas comerciales y el avance hacia generación directa de vapor y sistemas de almacenamiento térmico a

gran escala. En química solar sobresalen la producción de hidrógeno y la destoxificación de aguas y aires contaminados. En calor y frío solar, el desarrollo de captadores para su uso en aplicaciones de gran valor añadido como la desalación y la refrigeración.

Referencias

- [1] Estrategia de ahorro y eficiencia energética en España, 2004-2012-E4. Plan de Acción 2005-2007. IDAE. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. 6 Julio 2005. (www.idae.es)
- [2] World Energy Outlook 2006. Agencia Internacional de la Energía. <http://www.worldenergyoutlook.org/>
- [3] International Energy Outlook 2006. Report #:DOE/EIA-0484(2006). Release Date: June 2006 <http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index.html>
- [4] European Commission (2003). "World energy, technology and climate policy outlook 2030-WETO ". Directorate-General for Research; Energy. EUR 20366. Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities, 2003. ISBN 92-894-4186-0.
- [5] Rubbia C. (2000). "The future of energy". Opening remarks at the 18th IAEA Fusion Energy Conference, Sorrento, Italy, 4th October 2000.
- [6] IEA (2003), "Renewables for power generation. Status and prospects". IEA Publications, Paris (France). 2003 Edition. ISBN : 92-64-01918-9
- [7] Figures and facts about electricity generation 2004. VGB Power Tech. Disponible en www.vgb.org
- [8] RED ELÉCTRICA - El Sistema Eléctrico Español 2005. Documento disponible en la página web de RED ELÉCTRICA (www.ree.es).
- [9] Comunicación de la Comisión: Energía para el futuro. Fuentes de energías Renovables. Libro Blanco para una estrategia y un Plan de Acción Comunitarios. Documento COM (97) 599 final. Bruselas, 26-11-1997.
- [10] Plan de Energías Renovables en España 2005-2010. Agosto 2005. Disponible en www.idae.es
- [11] IDAE (2006) Eficiencia energética y energías renovables. Boletín 8. Octubre 2006. IDAE-Madrid, España. www.idae.es
- [12] Renewable Energy -- Market and Policy Trends in IEA Countries, IEA Publications, Paris (France). 2004 Edition. 672 pages, ISBN 92-64-10791-6 (2004).
- [13] FP7 Research Priorities for the Renewable Energy Sector (2005). EUREC Agency. Brussels. Disponible en www.eurec.be
- [14] García Casals X., Domínguez J., Linares P., López O. (2005). "Renovables 2050. Un informe sobre el potencial de las energías renovables en la España peninsular". Greenpeace España.
- [15] Renewable energy scenario to 2040. Half of the global energy supply from renewables in 2040. EREC. Bruselas. www.erec.org
- [16] The European Wind Industry Strategic Plan for Research & Development – First Report: Creating the Knowledge Foundation for a Clean Energy Era, EWEA, Brussels, January 2004.
- [17] Pitz-Paal R., Dersch J., Milow B., Téllez F., Ferriere A., Langnickel U., Steinfeld A., Karni J., Zarza E., Popel O. (2005). Development Steps for Concentrating Solar Power Technologies with Maximum Impact on Cost Reduction - Results of the European ECOSTAR study. Proceedings ISEC 2005 ASME Int. Solar Energy Conf., August 6-12, 2005, Orlando, Florida. ISEC 2005 – 76081. ASME. USA. ISBN 0-7918-3765-3.
- [18] Energía Eólica en España-Panorámica 2004. Asociación Empresarial Eólica. www.aeeolica.org
- [19] Millais C. (2005). The future for wind energy in Europe. *Wind Directions*. March/April 2005.
- [20] The future for Renewable Energy. Prospects and directions. 2002. Ed. EUREC. Pub. James and James. Londres. ISBN 1-902916-31-X.

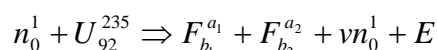
- [21] Plan de Energías Renovables en España 2005-2010. Agosto 2005. Disponible en www.idae.es
- [22] Jorgensen B.H. (2005) "Key energy Technologies for Europe". Risø-R-1533(EN). Risø National Laboratory. Roskilde, Denmark September 2005. ISBN 87-550-3471-3. www.risoe.dk
- [23] Romero M., Zarza E. (2007) "Concentrating Solar Thermal Power". Handbook of Energy Efficiency and Renewable Energy. Ed. F. Kreith & Y. Goswami. Cap. 21. CRC Press. Boca Raton, Florida. ISBN 0-8493-1730-4.
- [24] Enermodal Engineering Ltd. (1999). "Cost Reduction Study for Solar Thermal Power Plants. Final Report". Prepared by Enermodal Engineering Ltd. in association with Marbek Resource Consultants Ltd., by contract of World Bank/GEF, Washington D.C., May 5, 1999.
- [25] Herrero J., Guillén C. (2001) "Energía solar fotovoltaica: Una evolución energética del mW a los GW. Perspectivas de I+D". En *Tecnologías energéticas e impacto ambiental*. Ed. McGraw-Hill Profesional. Madrid. ISBN: 84-481-3360-9.
- [26] Chenlo F. (2005) "Situación y perspectivas de la energía solar fotovoltaica". CIEMAT. Madrid.
- [27] A vision for photovoltaic technology. EUR-21242. Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities, 2005. ISBN 92-894-8004-1.
- [28] PVNET-European Roadmap for PV R&D. (2004). Ed. Arnulf Jäger-Waldau. European Commission EUR 21087 EN. Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities, 2004. ISBN 92-894-7349-5.
- [29] Romero M., Zarza E. (2003). "Desarrollo tecnológico e implantación de las centrales eléctricas termosolares en España". *Energía*. 168, 60-66.
- [30] Blanco J. (2001) en "Tecnologías Energéticas e Impacto Ambiental". P.L. García, A. Barbolla, M. Romero, C. Alejaldre, E.M. González, J.L. Jorcano (Eds.) (2001). Editorial: McGraw Hill, Madrid, España. ISBN: 84-481-3360-9
- [31] REN21 (2006) "Renewables: Global status report". Disponible en www.ren21.net
- [32] EurObserv'ER. (2005a). 2005 Barometer of Renewable Energies. Paris: Systemes Solaires.
- [33] EurObserv'ER. (2005b). Biofuels Barometer. No. 167. Paris: Systemes Solaires. www.energies-renouvelables.org/observ-er/stat_baro/observ/baro167b.pdf.
- [34] EurObserv'ER. (2005c). Wood Energy Barometer. No. 169. Paris: Systemes Solaires.
- [35] EurObserv'ER (2005d). Geothermal Barometer. No. 170. Paris: Systemes Solaires. www.energies-renouvelables.org/observ-er/stat_baro/observ/baro170.pdf.
- [36] EurObserv'ER. (2006). Solar PV Barometer. No. 172. Paris: Systemes Solaires.
- [37] IEA. (2006a). Renewables Information 2005. Paris.
- [38] IEA. (2006b). Electricity Information 2005. Paris.
- [39] IEA. (2006c). Global Renewable Energy Policies and Measures Database. Paris. www.iea.org/textbase/pamsdb/grindex.aspx.
- [40] IEA. (2006d). Renewables in Global Energy Supply: An IEA Fact Sheet. Paris.
- [41] Platts Renewable Energy Report. (2005). Issue 94/95. Boulder, CO: Platts.

ENERGÍA NUCLEAR

Por RAFAEL CARO MANSO

Presentación Científico-histórica

A caballo entre la década de los años treinta y la de los cuarenta fue descubierta y correctamente interpretada la reacción nuclear llamada fisión. En ella un neutrón es absorbido por un núcleo de algún material fisionable (el U-235 y el Pu-239 son los ejemplos típicos, y a lo largo de este apartado estos nucleidos serán denominados también U-235 y Pu-239 respectivamente), rompiéndolo en dos fragmentos, al tiempo que se producen varios neutrones y una tremenda cantidad de energía (comparada con las energías liberadas en las reacciones químicas convencionales, es decir, fracciones de eV (*). Esta reacción, simbólicamente, puede representarse de la siguiente forma (primera):



donde a_1 y a_2 representan, respectivamente, el número de nucleones de los dos fragmentos en que se ha partido el núcleo, y b_1 y b_2 representan los protones de cada fragmento. El número de neutrones ν que se libera en este proceso depende de cómo tenga lugar la rotura, y vale en promedio $\nu = 2,5$ cuando el neutrón que produzca la fisión sea poco energético. En cuanto a la energía producida E , aproximadamente 200 MeV*, es fundamentalmente cinética de los fragmentos de fisión y de los propios neutrones (unos 168 MeV, el resto es energía de las radiaciones *beta* y *gamma*, y de los neutrinos que van asociados a estos fenómenos cuadro 1.

*Unidad de energía empleada en física nuclear, su relación con las unidades del mundo macroscópico es: un kilovatio hora equivale a 23 trillones de Mev

Cuadro 1.- *Energía de las radiaciones beta y gamma.*

Energía cinética de los fragmentos de fisión	162 MeV
Energía de desintegración “beta”	5 MeV
Energía de desintegración “gamma”	5 MeV
Energía de los neutrinos	11 MeV
Energía de los neutrones de fisión	6 MeV
Energía de la radiación y inmediata	6 MeV
TOTAL	195 MeV

La primera conclusión que surge a la vista de la ecuación Primera, es que representa un proceso muy exoenergético, y que se trata de una reacción en cadena. Así pues, bastaría principio, disponer de una cierta cantidad de núcleos U-235 y bombardearlos con un primer neutrón exterior, para producir energía y más neutrones que continuarían las reacciones.

Por supuesto, antes de construir la máquina que alojase tal fuente de energía, sería preciso investigar algunas propiedades de los principales protagonistas; es decir, el neutrón y los núcleos fisionables. En esta tarea de investigación y medida se encuentra que el neutrón nace por fisión con la distribución continua de energías, cuyo valor medio es $E = 2\text{MeV}$.

Se encuentra también que la biografía típica del neutrón a partir del momento en que nace (¡con una velocidad de unos 2.000 kilómetros/segundo!) consiste en una sucesión de colisiones con los núcleos atómicos de su entorno, hasta que se escape o sea absorbido en una de tales colisiones. Si la colisión es de dispersión, el neutrón simplemente perderá energía, y cambiará de dirección; pero si es de absorción, la reacción nuclear que tenga lugar podrá ser de varios tipos, aunque los más frecuentes en estas máquinas son la fisión y la llamada captura radiativa (n, γ), en la que el núcleo que ha absorbido el neutrón, queda en un nivel excitado del que *sale* emitiendo un fotón, y será una reacción u otra, dependiendo de la energía del neutrón incidente y del núcleo con el que colisione. La probabilidad de que suceda uno u otro evento viene representada por una magnitud, bien conocida

entre los físicos nucleares, que recibe el nombre de sección eficaz, cuya unidad es el barnio, 10^{-24} centímetros cuadrados.

Puede observarse en ese conjunto de curvas, que el U-235, que constituye solamente el 0,7% del uranio existente en la naturaleza, es fisionable en todo el espectro energético, con una subida espectacular en la zona de bajas energías (600 b). En cambio, el U-238 que constituye el 99,3% del uranio natural, es sólo algo fisionable en la zona de altas energías; además su captura parásita (n, γ) es tremendamente elevada a cuenta de unos picos de resonancia, en la zona desde seis eV hasta unos pocos KeV. En cuanto a la dispersión, σ_s varía poco en todo el espectro, al igual que para casi todos los nucleidos. Por otra parte, hay que tener en cuenta que en cada fisión, en promedio, se producen sólo 2,5 neutrones, de los que se necesitan al menos uno para mantener la reacción en cadena; si se tiene en cuenta que la captura parásita (n, γ) es un proceso muy frecuente, y que las fugas por la superficie exterior del medio base de las reacciones también cuenta mucho, se concluye inevitablemente que mantener la reacción en cadena es muy difícil. En esta circunstancia, el papel del U-238 es particularmente nocivo; en efecto, para energías en la región del MeV, tiene una considerable sección eficaz de dispersión inelástica, que saca al neutrón fácilmente de la zona energética en la que podría producir fisiones, enviándolo a su propia zona de resonancias, donde fácilmente es capturado, perdiéndose así para la continuación de la reacción. Estas simples consideraciones indican la necesidad de eliminar el isótopo U-238 del uranio natural, si se quiere conseguir una reacción en cadena. Este proceso, que recibe el nombre de enriquecimiento, es extremadamente complicado y, por tanto, muy caro, debido a que ambos isótopos, U-235 y U-238, aunque nuclearmente muy distintos, son químicamente idénticos y físicamente muy parecidos.

Por otra parte, Enrico Fermi descubrió que si al medio donde se encuentra el uranio se le añade un material de bajo número másico (el más bajo es el H con m uno), y alta sección eficaz de dispersión, puede suceder, y la razón se encuentra en la mecánica clásica, que el neutrón en una sola colisión con él, pierda prácticamente toda su energía, con lo que se conseguirán dos hechos beneficiosos para el mantenimiento de la reacción en cadena: primero, se saltará casi limpiamente la región energética de las resonancias del U-238, evitándose la casi seguridad de ser capturado allí de forma parásita; y en segundo lugar el neutrón caerá en una zona

energética donde la sección eficaz de fisión del U-235, es muy alta. Esta idea, consistente en no enriquecer el uranio natural en su isótopo 235, e incluir un material moderador, fue ensayado por Fermi utilizando uranio natural, y grafito (cuyo número másico es 12) como moderador. El experimento tuvo éxito; el 12 de diciembre del año 1941 la pila de bloques de grafito con perforaciones para alojar una serie de «tochos» de uranio natural, se hizo crítica, consiguiéndose por primera vez en la historia del mundo una reacción en cadena automantenida. La instalación recibió el nombre de Chicago Pile número uno (CP-1).

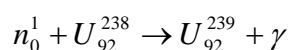
El hecho es que los Estados Unidos de Norteamérica, en plena Segunda Guerra Mundial, se habían embarcado en un proyecto bélico, que había recibido el nombre clave de Manhattan District, y que pretendía aprovechar la energía de la fisión para construir un explosivo, inmediatamente bautizado como bomba atómica, que naturalmente sería millones de veces más violento que los convencionales.

Fermi en el CP-1 había conseguido una reacción en cadena, pero el volumen del sistema, un cubo de aproximadamente seis metros de lado, lo hacía obviamente inviable como arma arrojadiza; pero su papel, aparte de la investigación pura del proceso de fisión y sus posibles aplicaciones civiles, era realmente la producción de plutonio.

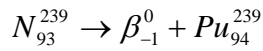
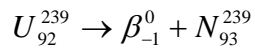
Este nucleido artificial -número 94 de la clasificación periódica de elementos- había sido producido por Glenn Seaborg en la Universidad de California en diciembre de 1940, y su isótopo 239 era de características fisionables muy parecidas al U-235. Pero este hecho exige pasar al capítulo de los materiales fértiles.

El plutonio

En un párrafo anterior se ha mencionado que el neutrón de fisión, nacido con una energía promedia de dos MeV, en un proceso inevitable de moderación termina por llegar a la zona de las resonancias del U-238 que va desde seis eV a unos cuantos KeV, aproximadamente. En tal zona, y de hecho a lo largo de todo el espectro energético, el neutrón puede ser absorbido según la siguiente reacción nuclear, ecuación segunda:



Y a continuación tienen lugar las siguientes desintegraciones radiactivas, ecuación tercera:



Se sabía que este elemento, el Pu-239 había de tener propiedades fisionables muy parecidas al U-235, lo que se comprobó experimentalmente poco después de producirlo; de esta manera el U-235 hubo de compartir protagonismo como nucleido fisionable con el «recién llegado» Pu239. Éste tendría la dificultad de que para producirlo en grandes cantidades habría que construir una máquina - un reactor nuclear -, en la que una reacción de fisión en cadena automantenida proporcionara los neutrones para que ocurriera la reacción de la ecuación tercera en cantidad suficiente; a continuación habría que separar el uranio del plutonio.

Además, a la vista de las ecuaciones tercera y cuarta surge de inmediato la idea de producir más Pu que el U que se consume para mantener las fisiones en cadena; es el concepto de breeder o reproductor. Obviamente, para que tal circunstancia pueda darse, será necesario que en cada fisión se produzcan al menos un neutrón para producir la reacción de fisión siguiente, más otro para ser capturado según la ecuación tercera y llegar a producir el Pu-239, más los que se pierdan por captura en el resto de materiales presentes, más los que se escapen. Un desarrollo matemático sencillo indica que la condición de mínimo viene dada por la expresión $\eta > 2$, donde $\eta(E)$ está definida en la ecuación quinta:

$$\eta(E) = \nu(E) \sum_f (E) / \sum_a (E)$$

Que expresa el producto de la probabilidad de que una absorción sea de fisión, por el número de neutrones que se producen por cada fisión a la energía E. Las magnitudes \sum_a y \sum_f son las secciones eficaces macroscópicas definidas en la ecuación quinta. Por otra parte, la separación entre U-235 y el U-238 sólo podría hacerse en base a una ligerísima diferencia; tres unidades de masa frente a 238. El proceso iterativo en cascada que se puso a punto para tal actividad, la difusión gaseosa, resultó ser extremadamente caro. En la actualidad se han puesto a punto

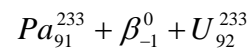
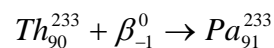
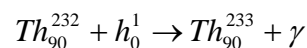
otros métodos, como la ultracentrifugación, pero siguen siendo tan caros como la difusión gaseosa que, por cierto, sigue utilizándose.

Así pues, el U-238 ostenta el papel de villano en esta historia, por cuanto su sección eficaz de fisión, σ_f es muy baja, y además tiene una alta sección eficaz de dispersión inelástica, responsable en gran medida de la transferencia de los neutrones de fisión hacia la zona de las resonancias (~ 6 eV - ~ 10 KeV), donde la altísima sección eficaz de captura elimina el neutrón de la reacción en cadena mediante una absorción (n, γ). Sin embargo, las ecuaciones tercera y cuarta vienen a redimirlo en cierta medida de su condición de villano, pues el neutrón absorbido termina por producir un nuevo núcleo fisionable, el Pu-239.

El torio

Hay otro elemento en la naturaleza, el torio, constituido por un único isótopo, el Th-232, que tiene un comportamiento nuclear muy parecido al del U-238.

Las reacciones nucleares correspondientes son las siguientes:



Nuevamente aparece un elemento, el U-233, no existente en la naturaleza más que a nivel de trazas, que tiene aproximadamente las mismas características fisionables que el U-235.

Así pues, desde el principio de la energía nuclear parecía claro que al menos se disponía de tres nucleidos fisionables: U-235, Pu-239 y U-233. De ellos, el primero es natural, y los otros dos se producen por irradiación neutrónica (es decir, en reactores nucleares), del U-238 y Th-232, respectivamente; estos materiales, que sólo son fisionables con neutrones de alta energía, reciben el nombre de fértiles.

Las ecuaciones tercera y cuarta representan simbólicamente el llamado ciclo del uranio/plutonio, y las ecuaciones sexta el ciclo del torio/uranio.

Hasta el momento actual, sólo se ha comercializado el entorno del ciclo uranio/plutonio; aunque se han hecho numerosos experimentos y diseños conceptuales en el entorno torio/uranio.

Por supuesto, el Pu-239 como el U-235 y el U-233 además de fisurar pueden sufrir reacciones (n,γ) dando lugar a otras tantas cadenas de nucleidos: Pu-240, Pu-241, Pu-242, U-236, U-237, U-234, y si el campo de irradiación es suficientemente sostenido e intenso, merced a sucesivas capturas neutrónicas, aparecerán especies como el americio, curio, etc. Todos ellos recibirán una atención más detallada en otros capítulos de este libro, donde se tratan los combustibles nucleares, los residuos radiactivos y la protección radiológica.

El proyecto Manhattan

En el proyecto Manhattan, Estados Unidos decidieron seguir las dos líneas, el U-235 y el Pu-239, y de este modo aumentar las probabilidades de éxito. En la primera, la eliminación al máximo del isótopo 238 del uranio natural exigió la construcción de las inmensas instalaciones de Springfield, en el estado de Tennessee; en la segunda, la producción del Pu-239 exigía la construcción previa de un reactor nuclear (plutonígeno), que fue la gran hazaña científica de Fermi en la Universidad de Chicago. Hay que informar que en esta carrera participaba, con muchos menos medios, la Alemania nazi. Figuras importantísimas en el campo de la física, como Heisenberg y Von Weizsäcker llegaron a montar varios experimentos de criticidad análogos al de Fermi, aunque en lugar de grafito usaban como moderador agua pesada. Fracasaron en su intento de conseguir una reacción de fisión en cadena automantenida, pero es que ciertamente las circunstancias eran demasiado precarias.

Fermi había comprendido que el medio material en el que se pretendía la reacción en cadena no podía ser homogéneo, porque en el proceso de moderación, todos los núcleos de U-238 presentes tendrían igual probabilidad de capturar parásitamente a los neutrones, cuando llegaran a la zona de resonancias. Sin embargo, si el combustible se asociaba en bloques, la fuerte absorción experimentada en su superficie supondría un efecto de autoblandaje, que se traduciría en que una gran cantidad de núcleos de U-238 situados en el interior del bloque no actuarían como absorbentes. Fermi llevó esta idea a la práctica, organizando el combustible en forma de barritas que se alojaban en penetraciones en los bloques de grafito.

Los científicos alemanes también habían llegado a la misma conclusión, pero en lugar de largas barras cilíndricas dispusieron el combustible en forma de pequeños

cubitos suspendidos en cadenas de acero para su inmersión en un baño de D_2O . La captura neutrónica de la gran cantidad de hierro de estas cadenas hizo fracasar la delicada economía del balance neutrónico de la reacción en cadena.

En todo caso, hay una característica que se reconoció claramente desde el principio, y es la existencia de un tamaño crítico, por debajo del cual no hay posibilidad de establecer esta reacción en cadena de forma automantenida. Ciertamente, el estado estacionario se conseguirá sólo cuando el nacimiento de neutrones (por unidad de tiempo y volumen) iguales a su desaparición. El nacimiento, es decir, el número de fisiones multiplicado por el número de neutrones que nacen en cada una, es obviamente una magnitud, fracción de las absorciones, que varía directamente con el volumen. La desaparición, en cambio, procede exclusivamente de los escapes a través de la superficie que limita al medio, de modo tal, que como ambas magnitudes, volumen y superficie, varían directamente con L^3 y L^2 , respectivamente (siendo L la dimensión lineal definitoria de la geometría del medio en cuestión), a partir de un determinado L (tamaño) predominarán las fisiones sobre los escapes, y ese valor define el tamaño crítico. Por supuesto, es posible que L no sea alcanzable, o que sea tan grande que deba considerarse como tecnológicamente infinito.

Volviendo a la historia de la ciencia y de la tecnología nucleares, desde sus orígenes parecía suficientemente claro que la reacción en cadena podía ser automantenida con enriquecimientos en U-235 (o en Pu-239) suficientemente altos; pero además Fermi había demostrado que con la inclusión de un moderador (H_2O , D_2O , C, etc.) podría conseguirse tal propósito aun con bajos enriquecimientos. En el primer caso, el “ciclo vital” del neutrón, esto es, el tiempo transcurrido desde que nace por fisión, hasta que es absorbido en la zona (0-0,3 eV) aproximadamente (llamada zona térmica porque corresponde a las energías de agitación térmica de los núcleos del medio, es de 10^{-4} , 10^{-5} segundos; y el sistema en cuestión se llama *térmico*). Si no hay moderador el neutrón se *entretiene* mucho más en las altas energías, y la alta concentración de U-235 (Pu-239) termina por absorberlo, cerrándose el “ciclo vital” mucho más rápidamente ($\sim 10^{-7}$ segundos); el sistema en cuestión se llama “rápido”. Teniendo en cuenta que se produce una fisión (y la cantidad de ~ 200 MeV de energía) en cada ciclo vital, cuando se quiera conseguir mucha energía en muy poco tiempo, será preferible un sistema rápido a uno térmico.

Usos civiles

Naturalmente, todas las conclusiones del párrafo anterior son perfectamente trasladables al dominio de la energía civil. A primera vista parece claro, salvo complicaciones inesperadas, que se podrían construir centrales nucleoelectricas tanto de tipo rápido como de tipo térmico.

Limitando la atención al aprovechamiento civil de la energía, hay que advertir que hasta el momento actual sólo se han comercializado masivamente los reactores térmicos (de H_2O , D_2O y C). Los rápidos, aunque han sido muy investigados, por razones que se verán más adelante, todavía no han entrado en el mundo comercial. Un denominador común de las centrales nucleoelectricas mencionadas, es que el combustible es siempre un compuesto de uranio, en general, UO_2 , natural o de bajo enriquecimiento (no mayor del 4,5% en U), que dispuesto en forma de barras está inmerso en H_2O , D_2O o grafito. La razón neutrónica es disminuir las pérdidas de neutrones por absorción resonante en el U-238. Por supuesto, también hay razones de tipo tecnológico como la maniobrabilidad del combustible. Por otra parte, hay que advertir, que también se han ensayado, o incluso usado rutinariamente aunque con mucha menos frecuencia, los óxidos mixtos $UO_2 \cdot PuO_2$ y los carburos.

Es además inevitable pensar que la solución tecnológica inmediata, una vez descubierta la fisión, hubiera sido disolver o diluir homogéneamente uranio, o alguno de sus compuestos, en un moderador. La genialidad de Fermi (¡y también de Von Weiszáker en Alemania!) fue encontrar otra solución no tan inmediata como la mezcla homogénea y, además, mucho más útil. Por otra parte, las mezclas homogéneas ¡que también se han experimentado! (por ejemplo.: reactores de sales fundidas), eran una fuente inagotable de problemas de corrosión y de focos de radiactividad dispersos y no bien controlados. En todo caso, en este mismo volumen se hablará con detalle de los elementos combustibles actuales y de los de alto quemado, que son el futuro inmediato.

Estas máquinas, los reactores nucleares, notables por tantos conceptos (no consumen oxígeno, no producen efecto invernadero, se recargan aproximadamente cada dos años), tienen también una característica negativa; se trata de la radiactividad.

En el segundo miembro de la ecuación primera figuran dos fragmentos de fisión, F_{b1}^{a1} y F_{b2}^{a2} cuya razón protón/neutrón se sale absolutamente de la banda de estabilidad. Esto significa que les sobra energía y que, obedeciendo a un principio entrópico, la perderán emitiendo una partícula o un fotón, transmutándose en otro nucleido que podrá ser estable o no. En todo caso las leyes de la radiactividad son bien conocidas, y el peligro que representan para las personas y las cosas la infinidad de pequeños proyectiles que emiten los nucleidos F_{b1}^{a1} y F_{b2}^{a2} , también. Hay que advertir que la rotura en dos fragmentos del núcleo fisionable puede tener lugar de muchas maneras distintas.. Además en el segundo miembro de la misma ecuación, figuran ν neutrones ($\nu = 2,5$), que salen disparados del proceso de fisión con una tremenda velocidad, y que pueden dañar a todo aquello con lo que topen; también pueden ser absorbidos por los materiales presentes (estructuras, blindajes, etc.), que se convierten inmediatamente en radiactivos. Todos estos fenómenos tienen una enorme importancia en el diseño, explotación y clausura de los reactores nucleares. En primer lugar, durante la operación normal el nivel de radiación en determinadas zonas obligará a tomar precauciones dentro del capítulo de la protección radiológica. Y esto además del blindaje construido típicamente de hormigón, y calculado para minimizar las dosis en el exterior. Por otra parte, cuando acaba la vida útil de la central, y aún después de haber extraído el núcleo del reactor, los materiales activados por el bombardeo de neutrones y demás radiaciones habrán de ser extraídos y adecuadamente almacenados. De tal modo, que habrá un conjunto de nucleidos radiactivos, los productos de fisión y sus descendientes (los transuránidos, plutonio, americio, curio, berkelio, etc., producidos por captura neutrónica en el propio combustible) y los productos de activación originados por la absorción neutrónica en los materiales de estructura del entorno del reactor; y por supuesto, habrá todos los nucleidos de las cadenas de desintegración de los elementos anteriores. Su radiactividad asociada consistirá en todo tipo de partículas y radiaciones; y todas ellas dentro de un amplio margen de energías.

Hay que añadir que el nivel de inestabilidad también variará de unos nucleidos a otros; de modo tal que algunos se desintegrarán a los pocos minutos o incluso segundos de su nacimiento, mientras que otros tardarán años, o incluso miles de años. Esta situación claramente exige una clasificación, que necesariamente se

tendrá que hacer en función del tipo de partícula, de su energía y del periodo de semidesintegración. Es otro de los temas que trata este volumen; quizá el más importante en la actualidad. Y se analiza su solución desde una doble vertiente, la del puro almacenamiento, es decir, colocar los residuos radiactivos en un punto más o menos protegido, y dejar que el tiempo acabe con ellos, y otra más agresiva: terminar con ellos irradiándolos con neutrones; es lo que se llama separación/transmutación. El desmantelamiento de instalaciones nucleares o radiactivas añade una preocupación adicional a este tema.

Bibliografía

Rafael Caro et al. (editores). Historia Nuclear de España. Ed. Sociedad Nuclear Española. Madrid 1995.

S. Glasstone and A. Sesonske. Ingeniería de Reactores Nucleares. Editorial Reverté S.A. Barcelona 1975.

Rafael Caro. Física de Reactores Nucleares. Publicaciones Científicas de la Junta de Energía Nuclear. Madrid 1976.

Ciemat. Varios autores. Tecnologías Energéticas e Impacto Ambiental. McGraw-Hill Interamericana de España. Madrid 2001.

LIBERALIZACIÓN DE LOS MERCADOS ESPAÑOLES DE ELECTRICIDAD Y GASISTAS

Por MARIANO MARTÍN ROSADO

Resumen

La liberalización de los mercados energéticos españoles, de electricidad y de gas, constituye un proceso complejo y dilatado en el tiempo, iniciado en el año 1997 y que todavía no ha concluido. La tramitación parlamentaria, en el presente momento, de sendos proyectos de ley (por los que se modifican las leyes del sector eléctrico y de hidrocarburos, para adaptarlas, de manera completa, a los postulados de las segundas Directivas Europeas sobre reglas comunes para la formación de los mercados europeos de gas y electricidad), representa una buena prueba del carácter inacabado del proceso iniciado hace diez años.

El objetivo principal que persigue el proceso consiste en la organización y el funcionamiento de dichos mercados de la manera más *eficiente y competitiva* posible, con el horizonte final de un mercado único europeo de la energía.

La construcción del mercado único europeo de la energía, libre y competitivo, está basada en *dos grandes ejes o principios*, aplicables respectivamente a los mercados de producto, en los que se negocia la energía, y a los mercados de redes, en los que se negocian servicios de transporte y de distribución de energía. Por el primero, en los mercados de producción y de comercialización de energía han de aplicarse con eficacia los principios de *concurrentia de competidores* y de *formación competitiva de los precios*. El segundo principio, aplicable a los mercados de transporte y de distribución, es el de *gestión independiente* y de *neutralidad* de las redes respecto del funcionamiento de los mercados de producto. Estos han sido los postulados inspiradores de las dos Directivas Europeas sobre normas comunes para el mercado interior de electricidad, *la Directiva 96/92/CE, de 19 de diciembre de 1996*, y *la Directiva 2003/54/CE, de 26 de junio del 2003*, ambas del Parlamento europeo y del Consejo, así como de las dos Directivas gemelas en el mercado del gas, *la Directiva 98/30/CE, de 22 de junio de 1998*, y *la Directiva 2003/55/CE de 26 de junio del 2003*,

ambas también del Parlamento europeo y del Consejo. *El Libro Verde de la Energía del año 2006*, documento comunitario en el que se formulan sugerencias y opciones para sentar las bases de una nueva política energética europea de carácter general, apunta, como objetivo prioritario, a la implantación plena de unos mercados interiores de electricidad y de gas verdaderamente competitivos.

Después de diez años de regulación para la competencia, los mercados de la electricidad y del gas natural presentan, en España, un *balance* de logros que puede ser calificado de *desigual e incompleto*.

En los mercados de producto o de energía, la liberalización es una realidad completa en el mercado de producción de gas natural, *el mercado de aprovisionamiento*, debido a la dependencia prácticamente total del consumo español de las fuentes exteriores, y a la vigencia en esos mercados internacionales de condiciones de rigurosa competencia. En *el mercado de producción de electricidad* rigen también los principios de acuerdo libre de los precios y competencia entre operadores, pero en un marco institucional de regulación interna (plataforma de contratación, modalidades de contratación, reglas de funcionamiento del mercado), excesivamente intervencionista y complejo, que no permite extraer del proceso de liberalización todas sus potencialidades.

En los mercados de comercialización de energía es en los que se hace más evidente el *desfase entre la realidad y la libertad de elección* de suministrador concedida por la Ley a todo consumidor de electricidad y de gas natural, sobre todo en el mercado de comercialización de electricidad. En este último, a finales del año 2006, tan sólo se negociaba una tercera parte del volumen de electricidad de todo el país, permaneciendo adscritas las dos terceras partes restantes al mercado regulado a tarifa. La situación era mejor para el mercado de comercialización de gas natural, con una cuota cercana al noventa por ciento del total del gas negociado en el año 2006, si bien este mercado presentaba un mayor índice de concentración de negocio que el mercado eléctrico.

En cuanto a los mercados de redes, de transporte y de distribución, las medidas legislativas que han sido implantadas hasta ahora para fortalecer la independencia en la gestión de las redes (separación jurídica, separación contable, regulación del acceso a las instalaciones, peajes y cánones de acceso regulados), han agotado su

virtualidad, y se precisan soluciones más enérgicas para la consecución de ese objetivo.

Los dos proyectos de ley en tramitación parlamentaria pretenden combatir estas deficiencias, advertidas en el funcionamiento de los mercados españoles después de diez años de experiencia.

Como balance de urgencia sobre el carácter de las medidas previstas en la normativa en elaboración, cabe decir que las mismas ponen especial énfasis en *la liberalización completa y radical de los mercados de comercialización de gas y de electricidad*, mientras que en los mercados de redes tan sólo se contemplan *soluciones graduales*. La eficacia de las primeras, que consisten básicamente en la supresión de los mercados regulados de producto, dependerá de si los mercados de comercialización a tarifa de “último recurso” que configuran los proyectos de ley, quedan realmente reducidos a unos mercados residuales o, por el contrario, se comportan como sucedáneos de los extintos mercados tradicionales a tarifa. En cuanto a la virtualidad de las segundas, en orden a la consecución de la independencia y de la objetividad en la gestión de las redes, las medidas legislativas están también necesitadas de la validación de los hechos.

Estado del proceso de liberalización de los mercados energéticos

Para examinar el estado del proceso de liberalización de estos mercados tomaremos como distinción principal la que los separa en mercados de producto o de energía (los operadores y demás sujetos realizan transacciones sobre energía), y mercados de redes (el objeto de las transacciones son los servicios conectados con la energía), y sobre ellos proyectaremos las peculiaridades de su regulación jurídica, de acuerdo con la legislación actualmente vigente, y los datos estadísticos de mercado, disponibles de distintos organismos y operadores.

MERCADOS ELÉCTRICOS

En el momento presente coexisten en el sistema español tres mercados de energía eléctrica y dos mercados de redes. Los mercados de energía son: el mercado de producción o de generación; el mercado de comercialización en sentido estricto, o

de comercialización en régimen libre; y el mercado de comercialización en régimen de tarifa regulada.

Los dos mercados de redes son: el mercado de transporte; y el mercado de distribución.

EL MERCADO DE PRODUCCIÓN

En el mercado de producción actúan *los productores* de energía eléctrica (que son aquellas personas, físicas o jurídicas, que tienen la función de generar energía eléctrica, ya sea para su consumo propio o para terceros, así como las de construir, operar y mantener las centrales de producción), y *los compradores* de energía. La actividad de producción se desarrolla a través de centrales de generación convencionales (hidráulicas, termoeléctricas, nucleares) y de energía renovable (biomasa, solares, eólicas y geotérmicas).

El mercado de producción comprende el conjunto de mecanismos que permiten conciliar la libre competencia en la generación de electricidad con la exigencia de un suministro eléctrico seguro y de calidad. De ahí que las transacciones de energía que se negocian en el mercado de producción tengan que atender a las previsiones de demanda, a la capacidad de generación de los grupos ya la disponibilidad de la red de transporte.

El modelo de organización del mercado introducido por la Ley 54/1997 es un modelo de competencia global, con la intercalación de algún elemento mixto.

El sistema de *contratación multilateral o mercado mayorista* (adaptación del modelo inglés de pool establecido en el año 1989) es un sistema de subasta, en el que los productores realizan sus ofertas de venta y los comercializadores, distribuidores y consumidores cualificados sus ofertas de adquisición, a través del operador de mercado. El mercado se organiza, básicamente, en tres segmentos: diario, intradiario y de servicios complementarios.

El *mercado diario* se compone de las ofertas y las demandas de electricidad correspondientes a las 24 horas del día siguiente. El operador de mercado realiza la casación dando entrada a las centrales con ofertas más baratas y admitiendo las subsiguientes en coste más elevado hasta igualar la demanda. El precio marginal, para cada periodo de programación, se determina por la oferta más cara de todas las que han sido casadas. Acto seguido, el operador del sistema realizará el

programa diario de funcionamiento (programa diario viable definitivo), determinando las posibles restricciones técnicas que afecten a su ejecución, retirando, si fuere necesario, las operaciones que considere convenientes. Pueden acceder al mercado diario de producción tanto los productores en régimen ordinario como en régimen especial (si bien la potencia instalada ha de ser superior a un MW (megavatio), los autoprodutores, los distribuidores, las comercializadoras, los consumidores y los agentes externos.

El *mercado intradiario*, también gestionado por el operador de mercado, tiene por objeto atender los ajustes necesarios de oferta y demanda que se pongan de manifiesto con posterioridad a la programación del mercado diario. El precio está basado en marginales y con el mismo mecanismo que para el mercado diario. El programa de transacciones resultante de cada mercado intradiario tiene que ser analizado por el operador del sistema, para garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad.

Además los agentes del mercado deben poner a disposición de la operación del sistema, cuando sean necesarios, otros *servicios complementarios*, como los de regulación primaria (aportada por los generadores mediante variación de la potencia de sus centrales), control de tensiones y de arranque autónomo.

Complementan el mercado de producción los mercados de operación (regulación secundaria, regulación terciaria, gestión de desvíos), gestionados por operador del sistema.

En el *sistema de contratación bilateral* se incluyen las operaciones que realizan determinados agentes directamente entre ellos, fuera del procedimiento de contratación múltiple del *pool*.

Se trata de mercados especialmente organizados y regulados en aras de los principios de transparencia, objetividad e independencia, y en él intervienen, como entes ordenadores, el Operador de Mercado (OMEL) y el Operador del Sistema, Red Eléctrica de España, S. A. (REE). Se desarrollan en libre competencia y en ellos se pactan libremente los términos de los contratos de compraventa, respetando las modalidades y contenidos mínimos establecidos normativamente.

Así pues, en el plano normativo, la compra y venta de la electricidad en el mercado de producción, a través del *pool* eléctrico o mediante contratos bilaterales con entrega física, se encuentra completamente liberalizada.

Los datos más relevantes que conforman el perfil actual de este mercado son los expresados en el cuadro 1:

La producción de electricidad en España, durante el año 2006 (Avance estadístico de Unidad Eléctrica S. A. (UNESA).

Cuadro 1.- Perfil actual del mercado

<u>Producción</u>	<u>GWh</u>	<u>% variación año 2005</u>
<u>Régimen ordinario</u>		
Hidroeléctrica	25.781	34,5%
Termoeléctrica	150.412	-0,4%
Nuclear	60.110	4,5%
<u>Total Régimen ord.</u>	236.303	3,8%
<u>Régimen especial</u>		
Renovables y Residuos	31.051	0,9%
Cogeneración y otras	34.674	-4,3%
<u>Total Régimen especial</u>	65.725	-1,9%

La estructura de la producción, en el año 2006 (también según datos de UNESA), es la siguiente expresada en porcentaje.

- Gas natural: 30%
- Hidroeléctrica: 10%
- Nuclear: 20%
- Carbón: 23%

- Otras renovables y residuos: 10%
- Productos petrolíferos: 7%

En el mercado mayorista organizado de compra y venta de energía podían actuar, en el año 2005, 390 empresas como vendedores de electricidad, 94 como compradores y 60 comercializadoras (datos Informe OMEL año 2005).

EL MERCADO DE COMERCIALIZACIÓN EN RÉGIMEN LIBRE

El mercado de comercialización de electricidad es el mercado de compraventa de electricidad en competencia entre comercializadoras, basado en la libre elección de los consumidores y en la formación libre de los precios. En él actúan *las comercializadoras*, que son los agentes que teniendo acceso a las redes de transporte y de distribución, venden energía a consumidores, a otros agentes o para realizar operaciones de intercambio internacional. En cuanto a *los consumidores*, el otro sujeto de este mercado, son aquellos que adquieren la electricidad de un comercializador (cuando los consumidores compran directamente en el mercado de producción son consumidores directos de mercado, y por tanto, no actúan en este mercado de comercialización).

También el mercado de comercialización en régimen libre se encuentra completamente liberalizado en el plano legislativo, pues a partir del día 1 de enero de 2003, todos los consumidores, cualquiera que sea su nivel de consumo de electricidad, tienen la consideración de cualificados y pueden contratar el suministro con una comercializadora en régimen de libertad de pactos y de precio (así como comprar energía en el mercado organizado o mediante contratos bilaterales con productores, es decir, actuando en el mercado de producción).

Datos de mercado a tomar en consideración son los siguientes:

- En el periodo de un año que discurre desde octubre 2005 hasta septiembre 2006, la energía consumida en el ámbito peninsular en régimen de tarifa de acceso fue de 63.468 gigavatios/hora, GWh, mientras que la consumida en régimen de tarifa integral para el mismo periodo fue de 166.337 GWh. Del total de los GWh consumidos en tarifa integral, el 55% corresponden a baja tensión y el 45% restante a alta tensión uno-cuatro, mientras que del total de los GWh consumidos en régimen de tarifa de acceso, el 27% corresponde a baja tensión y el 73%

restante a alta tensión 1-4.166.337 GWh (datos Comisión Nacional de Energía (CNE)).

- En el año 2005, había 88.800 consumidores conectados a alta tensión y 23,3 millones consumidores domésticos y comerciales de baja tensión (Informe OMEL año 2005).
- Hasta marzo de 2005, el 48% de la demanda era adquirida en régimen de contratación libre, con 2,6 millones de consumidores fuera de la tarifa integral, para posteriormente descender al final del año al 32% de la energía total demandada (Informe OMEL año 2005).
- Como datos mas actualizados, el total de la energía facturada en el año 2006 en el mercado liberalizado fue de 66.877 GWh, con una disminución sobre el año anterior del 20,47% (en el año 2005 la energía facturada en el mercado libre fue de 84.085 GWh), con el siguiente desglose: baja tensión, 15.577 GWh, y alta tensión, 51.300 GWh, con disminuciones en ambos casos de más del 12% sobre el año anterior. La energía facturada en todo el mercado español, incluyendo al mercado libre, en el año 2006 fue de 230.883 GWh, con un incremento del 2,5% sobre el año anterior (Avance estadístico de UNESA).
- Cuestión distinta es la relativa al grado de liberalización real de este mercado de comercialización. De los datos de mercado obtenidos de la CNE, resulta que el mercado regulado a tarifa representaba, a finales de septiembre del año 2006, un 70% aproximado del mercado total peninsular, y el libre se movía entonces en porcentajes cercanos al 30%, y con tendencia decreciente (31,1% para el año 2004, y 35,2% para el año 2005, son los porcentajes de la distribución de energía consumida que representa la demanda peninsular por tarifa de acceso). Con más exactitud, de los datos del Avance estadístico de UNESA para todo el año 2006, se obtiene que el *mercado liberalizado de comercialización* representaba, en este año, el *28,96% de todo el mercado español de suministro de electricidad*.

EL MERCADO DE COMERCIALIZACIÓN DE ELECTRICIDAD A TARIFA

La venta o comercialización de energía en régimen de tarifa ha sido, y lo seguirá siendo hasta que sea eficaz la prevista modificación del régimen de actividades de las distribuidoras, una de las actividades básicas de estas sociedades, junto a la transmisión capilar de la energía, y ello desde el origen mismo de estas entidades.

Destacamos como datos más relevantes de la estructura del mercado los siguientes:

- La energía facturada en el mercado regulado a tarifa, durante el año 2006 fue de 164.000 GWh, con un incremento del 16,25% sobre el año anterior (la energía facturada en este mercado en el año 2005 totalizó 141.079 GWh), con el siguiente desglose: 92.877 GWh para la baja tensión, con incremento del 3,77% sobre el año anterior, y 71.129 GWh para la alta tensión, con una variación positiva sobre el año anterior del 37,92%. La energía facturada en todo el mercado español, incluyendo al mercado libre, en el año 2006 fue de 230.883 GWh, con un incremento del 2,5% sobre el año anterior (Avance estadístico de UNESA).
- Esto significa que el *mercado de comercialización a tarifa* a cargo de las distribuidoras significaba, en el total del año 2006, un porcentaje *del 71,03% del volumen suministrado* en el mercado español de electricidad para todo el año.

LA TARIFA ELÉCTRICA

La fijación de la tarifa eléctrica en niveles por debajo del precio real de la electricidad constituye un obstáculo fundamental para la liberalización del mercado, por cuanto con ese nivel de precio de referencia de mercado, las comercializadoras no pueden competir con las distribuidoras en la captación de los clientes.

Las tarifas como precios políticos desconectados de los costes reales de la electricidad producen en el sistema otras disfunciones e ineficiencias: desincentivan el ahorro de energía por los consumidores, que reciben señales incorrectas con unos precios inferiores al coste real; perjudican al medio ambiente, pues para atender el exceso de consumo habrá que producir con las centrales marginales, que son las más contaminantes; se altera la equidad entre generaciones, pues el consumo actual será financiado, vía incremento de precios, por los consumidores futuros; y finalmente, la falta de retribución de la actividad de distribución eléctrica es un desincentivo a las inversiones en red de baja por las empresas, poniendo en peligro, a la larga, la continuidad del sistema eléctrico.

En el Protocolo de 1996, firmado entre el Gobierno y las empresas eléctricas, se estableció, en el *acuerdo segundo*, una gradual reducción de las tarifas reguladas que, para no alterar el equilibrio financiero de las empresas, se llevaría a cabo en un periodo de 10 años. La reducción se haría sobre base nominal y sería del 3% para el año 1997, de un 2% para el año 1998, un 1% para el periodo 1999-2001, y para el

periodo 2002-2007, lo que se dispusiera en una revisión general que se llevaría a cabo en el año 2001. La realidad ha desbordado las previsiones. Si en el año 1997 fue respetado el porcentaje de reducción del 3%, en los cuatro años siguientes sólo en el año 2000 se aplicó la reducción del 1% prevista, mientras que en los años 1998, 1999 y 2001 la disminución de la tarifa fue mucho mas enérgica que en al previsión: del 3,63% en el año 1998, del 2,5% en 1999 y del 2,2% en el año 2001. En el año 2002, la rebaja fue del 0,412%, y a partir del 2003 la tarifa experimenta un incremento, del 1,69% para el año 2003, del 1,54% para el año 2004 y del 1,71% para el año 2005. Teniendo en cuenta la inflación producida en todos estos años, la tarifa eléctrica, incluso en los años en los que ha sido elevada, ha experimentado, en términos reales, una notoria disminución.

De acuerdo con los datos del Avance estadístico de UNESA para el año 2006, en el periodo 1996-2006 (base 100 en el año 1996), la evolución en porcentaje del Índice de Precios de Consumo (IPC), y de la tarifa media de electricidad, en términos corrientes y constantes, fue la siguiente: IPC, 133,2%; tarifa, en términos corrientes, 92,4%; tarifa, en términos constantes, 68,6%. En el periodo acumulado 1997-2006, las variaciones de estos tres parámetros, en porcentaje, habían sido: IPC acumulado, 29,10%; tarifa, en términos constantes, disminución del 36,41%; tarifa en términos corrientes, disminución del 7,31%.

La manifestación mas evidente de esta disfunción es la aparición del denominado "déficit de tarifa", diferencia negativa entre los ingresos reconocidos a las compañías eléctricas (precio de la energía más ingresos por las actividades reguladas) y la facturación a los consumidores vía tarifas aprobadas por el Gobierno. Ese déficit es de 3.810 millones de euros para el año 2005, y el estimado para 2006 es del orden de los 3.500 millones de euros. En gran medida ese déficit es generado porque la tarifa eléctrica, en su componente de energía o precio mayorista (el otro componente es el coste de acceso al sistema, que recoge los costes de la red de transporte y de distribución y otros costes el sistema), no recoge el precio real de la electricidad, que se ha incrementado en los dos últimos años debido al incremento del precio de los combustibles y al nuevo coste ambiental por emisiones de CO₂. Así, para el año 2006, mientras que las tarifas eléctricas establecidas por el Gobierno están calculadas con un precio previsto de la energía de 42,35 euros/MWh,

(megavatios/hora), el precio real de esta energía en el mercado se ha situado en torno a los 60 euros/MWh.

LOS MERCADOS DE REDES DE TRANSPORTE Y DE DISTRIBUCIÓN

Técnicamente, las actividades de transporte y de distribución constituyen un monopolio natural, ya que razones de eficiencia económica y de tipo medioambiental desaconsejan la multiplicación de redes para una misma área geográfica. Este mercado comprende la actividad de transporte de la electricidad a través de las redes e instalaciones de alta tensión, desde los centros de producción hasta los puntos de la red de distribución o hasta los puntos de consumo finales, y la actividad de distribución o conducción de la electricidad desde las redes de transporte hasta los puntos de consumo. La primera actividad es desarrollada por los *transportistas* y la segunda por las compañías *distribuidoras*.

Si desde el punto de vista del estatuto de la propiedad de las redes, se trata de una actividad privada no reservada al Estado y realizada por una pluralidad de sociedades mercantiles de capital privado, tanto en la estructuración de la organización de los transportistas y distribuidores como en el desarrollo de sus actividades, la regulación legal ha introducido fuertes componentes de intervención. Dado el fundamental papel que desempeñan los transportistas y los distribuidores para el acceso a los mercados de los vendedores y comercializadores de energía y para la gestión del sistema en su conjunto, resulta necesario impedir la influencia, sobre las entidades gestoras de las redes, de los operadores comerciales que las utilizan, asegurando el acceso imparcial a las mismas y evitando abusos y discriminaciones, de orden técnico y económico, en el uso de las mismas. Para ello, la regulación ha establecido un marco legal y reglamentario de *acceso por terceros* a las instalaciones, objetivo y no discriminatorio Acceso de Terceros a las Redes (ATR), con posibilidad de solución de los conflictos de acceso por un organismo independiente, la CNE, y con el mismo objeto, ha fijado el *régimen retributivo* de estas actividades, a través del mecanismo de los peajes o tarifas de acceso fijadas por el Gobierno.

Además de las anteriores medidas generales para todo tipo de redes, para las redes de transporte en alta, la ley ha dispuesto la práctica separación de la propiedad de las redes respecto de los operadores eléctricos, y así éstos no pueden ser titulares de una participación superior al 1% en el capital social de REE, titular de la mayor

parte de las instalaciones de la red de alta y gestor de la red de transporte de alta tensión del sistema español.

A finales del año 2005, de acuerdo con su Informe anual, REE gestionaba 33.096 kilómetros de circuito, desglosados en 16.808 de 400 kV (kilovoltios) y 16.288 de 220 kV y menor. Además REE tiene encomendada, tal y como se ha examinado al hablar del mercado de producción, la *operación del sistema*, coordinando las operaciones de generación y producción para el tránsito de la energía entre productores y compradores y garantizando la cobertura de la demanda eléctrica en todo momento.

Para las redes de distribución, la Ley ha impuesto la separación jurídica y contable de las actividades reguladas de distribución, del resto de las actividades eléctricas.

Las redes de distribución están repartidas prácticamente entre los grandes operadores eléctricos nacionales, por áreas geográficas: Endesa –(20 provincias en Cataluña, Andalucía, Extremadura, Canarias, Baleares, Aragón y Castilla y León), Iberdrola (32 provincias de 14 comunidades Autónomas, destacando Madrid, Levante, Castilla y León, Castilla- La Mancha, Navarra), Unión Fenosa (Galicia, Madrid, Castilla y León), Grupo Hidrocantábrico (Asturias), Electra de Riesgo (Cantabria).

MERCADOS GASISTAS

De modo análogo al sistema eléctrico, coexisten en este momento en el sistema español gasista tres mercados de producto y dos de redes. Los de producto son: el mercado de producción o de aprovisionamiento de gas natural; el mercado de comercialización de gas natural en régimen libre; y el mercado de comercialización de gas en régimen de tarifa.

Y los de redes: el mercado de transporte (básico y secundario); y el mercado de distribución.

EL MERCADO DE APROVISIONAMIENTO

El dato fundamental de mercado que determina la estructura y el régimen de funcionamiento del mismo es el siguiente: España cuenta con una producción propia de gas natural insignificante, y por tanto, depende prácticamente en la totalidad de su consumo de la producción de gas exterior. Los orígenes exteriores del gas consumido en España, en el año 2006, componen el siguiente listado de porcentajes

de mercado: 32% Argelia; 20% Nigeria; 14% Qatar; 13% Egipto; 8,9% Trinidad y Tobago; 5,9% Noruega; 3% Omán; 2,1% Libia (*Boletín Estadístico* de BP).

Lo anterior significa, desde la perspectiva jurídica de la legislación española, que este mercado se encuentra completamente liberalizado y que los contratos de aprovisionamiento (las compras de gas efectuadas de los productores) que celebran los operadores que introducen gas en el sistema español no están regidos por la legislación española, sino por la propia del productor extranjero y/o por un clausulado contractual regularizado de carácter internacional (esto mismo es predicable del Régimen Jurídico del Transporte Internacional de Gas Natural Licuado (GNL) por medio de buques metaneros y del transporte de gas por las gasoductos internacionales hasta la entrada del gas en el sistema español, que en la actualidad son el gasoducto del Magreb y la conexión con Francia a través de Larrau, a los que se sumará la entrada del gasoducto Medgaz a partir del año 2009). Se trata, por tanto de un mercado internacional, en el que se aplican precios y condiciones de una contratación estandarizada, y en el que los precios del gas se encuentran grandemente influenciados por el curso de los precios del petróleo en los mercados internacionales.

EL MERCADO DE COMERCIALIZACIÓN EN RÉGIMEN LIBRE

La actividad de comercialización es completamente libre y se desarrolla por las comercializadoras “en condiciones libremente pactadas”, según dice la Ley 34/1998 tantas veces citada. Se trata del segmento de mercado (con excepción del de aprovisionamiento en el exterior) en el con mayor profusión despliega todas sus virtualidades el principio dispositivo y de autonomía de las partes en la configuración de las relaciones jurídicas negociales.

A partir del día 1 de enero del año 2003 todos los consumidores de gas, con independencia de su nivel de consumo, están considerados consumidores cualificados con capacidad para contratar el suministro de gas en el mercado libre. Por tanto, en estos momentos todo el suministro de gas natural se encuentra completamente liberalizado, en el plano normativo, por cuanto todos y cada uno de los consumidores que todavía no se han pasado al mercado de comercialización de gas natural pueden hacerlo libremente en el momento que deseen, contratando el suministro con una comercializadora.

Datos estadísticos más relevantes para enmarcar la entidad de este mercado:

En el año 2006, el mercado liberalizado de gas natural alcanzó los 333.568 GWh, con un incremento sobre el año anterior del 6,5%. El desglose de esa cifra fue el siguiente: mercado convencional, 202.665 GWh, con una disminución sobre el año anterior del 5,7%; y mercado eléctrico, 130.902 GWh, con un incremento del 33% sobre el año anterior. El mercado total, incluyendo el regulado, alcanzó los 388.101 GWh, con un incremento sobre el año anterior del 3,2% (*Boletín Estadístico* de la Corporación de Reservas Estratégicas [CORES]).

La estructura de este mercado por operadores, el reparto aproximado de cuotas de mercado, por volumen de gas y por clientes, para finales de septiembre de 2006, cuadro 2.

Cuadro 2.- Estructura del mercado de operaciones

<u>Comercializadora</u>	<u>% ventas</u>	<u>% clientes</u>
Gas Natural	46,8%	66,5%
Iberdrola	14,5%	6,7%
Unión FENOSA	13,2%	4,1%
Endesa	8,9%	12,9%
Naturgas Energía	3,3%	9,7%
BP	2%	
Cepsa	3%	
Shell	3,7%	

Fuente: CNE

En términos de realidad económica, el mercado de compraventa de gas natural en régimen libre representaba (según datos de la CNE para finales del tercer trimestre de 2006), por volumen, el 91,9% del mercado español del gas natural, y por número de clientes, el 36,3% de todos ellos (más de 2.300.000 clientes en el mercado libre). Ese porcentaje del volumen de gas total suministrado en el sistema es para la

CORES del 86% en el total del año 2006. En gran medida, ello es debido a que los grandes consumidores del grupo uno (industriales grandes y generación eléctrica) están ya en el mercado libre, pues las tarifas del mercado regulado han sido suprimidas para este tipo de consumidores, y los consumidores del grupo dos (industriales), también en un 84% se encuentran en el libre, mientras que sólo el 46% de los consumidores del grupo tres (domésticos y comerciales), que son los más relevantes en número, pertenecen a este mercado.

EL MERCADO DE COMERCIALIZACIÓN EN RÉGIMEN DE TARIFA

Estas ventas comprenden, en una primera fase, la venta de gas natural del transportista Empresa Nacional del Gas (Enagas) a las distintas distribuidoras (que no pueden aprovisionarse directamente en el mercado, a diferencia de las distribuidoras eléctricas), a los precios de transferencia fijados por el Gobierno, y en una segunda fase, la venta de gas de las distribuidoras a los consumidores, al precio de tarifa también fijado por el Gobierno. Todas ellas son las ventas integrantes del mercado regulado a tarifa en la actualidad.

El destinatario final del producto es el consumidor que, por no haber hecho uso de la posibilidad de ser suministrados por una comercializadora en régimen libre, permanece en el régimen de suministro a tarifa. Esta actividad de venta final es desarrollada por las distribuidoras, conjuntamente con la actividad de transporte capilar del gas por la red de distribución.

Los datos más relevantes de este mercado, para nuestro propósito, son los siguientes:

- En el año 2006, el mercado regulado a tarifa representó un volumen de 54.534 GWh, con una disminución sobre el año anterior del 13,3%. El desglose de esa cifra es el siguiente: mercado convencional, 52.420 GWh, con un incremento del 1,4% sobre el año anterior; y mercado eléctrico, 2.113 GWh, con una disminución del 81,1%. El mercado total, incluyendo el libre, alcanzó, como ya se ha dicho, los 388.101 GWh, con un incremento sobre el año anterior del 3,2% (*Boletín Estadístico* de CORES).
- A finales de septiembre del 2006, 4.000.000 de clientes aproximadamente permanecían en el mercado regulado (el 64% de los de todo el mercado de gas, según datos de CNE).

- En este mercado permanecen todavía el 16% de los consumidores del grupo dos (industriales) y el 54% de los consumidores del grupo tres (domésticos y comerciales), mientras que, como ya se ha dicho, los consumidores del grupo 1 (grandes industriales y generadores eléctricos) están en el mercado libre, al haber sido suprimidas las tarifas del mercado regulado para este tipo de consumidores (datos de CNE).
- En cuanto a la estructura de este mercado por operadores, las distribuidoras del Grupo Gas Natural venden aproximadamente el 80% del gas regulado de todo el país, con más del 80% de los clientes que permanecen en dicho mercado. A gran distancia, figuran a continuación las distribuidoras del Grupo Naturgas Energía (Hidrocantábrico), con el 14% del volumen de ventas y el 10% de los clientes, y las distribuidoras de Endesa, con el 5,4% de las ventas y el 7% de los clientes. Cierran la lista Gas Directo y Gas y Servicios Mérida, con cuotas de ventas del 1% y del 0,03%, respectivamente, y del clientes del 0,05% para ambas, a finales de septiembre del 2006.
- En la actualidad, es un mercado de una significación cuantitativa menor si tomamos en cuenta el parámetro del volumen de gas en él negociado, pues tan sólo representa, a finales de septiembre del 2006, el *8,1% del total del gas consumido* en España. Sin embargo, por número de clientes, representa el 64% del mercado.

LOS MERCADOS DE REDES DE TRANSPORTE Y DE DISTRIBUCIÓN

Los mercados de redes gasistas son los mismos y presentan las mismas características técnicas que los eléctricos y se comportan, como éstos, como monopolios. Por tanto están regidos por los mismos principios generales de intervención examinados al hablar de los mercados eléctricos, que damos aquí por reproducidos.

Estas actividades sin competencia son la de los transportistas de la red básica de transporte (los gasoductos de alta presión, las conexiones internacionales por gasoducto, las plantas de regasificación y de almacenamiento de GNL conectadas a la red básica y los almacenamientos subterráneos de gas natural), y la de transportista secundario. El más importante transportista de la red básica es la

entidad Enagas, que por ello tiene también encomendada la función de la gestión técnica del sistema.

La gestión técnica del sistema consiste en la coordinación de la actuación de los distintos sujetos que gestionan o hacen uso del sistema gasista, con el fin de garantizar la continuidad y seguridad del suministro de gas natural y la correcta coordinación entre los puntos de acceso, los almacenamientos, el transporte y la distribución. Las medidas concretas en las que se materializan estos objetivos serán recogidas en las normas de gestión técnica del sistema, que aprueba el Ministerio de Industria y Energía, previo informe de la CNE. Es una actividad de “servicio público” regulada y retribuida administrativamente como un coste más del sistema.

Dado el fundamental papel desempeñado por Enagas en el sistema gasista español, para asegurar su independencia de actuación, la ley dispone que ninguna persona física o jurídica pueden ser titular de una participación superior al 5% de su capital social o de los derechos de voto en la entidad.

Como se ha dejado referenciado, el mercado de distribución en España presenta un grado de concentración muy importante. El 80% de las redes de distribución de gas natural de todo el país son de la titularidad y gestión de distribuidoras pertenecientes al grupo Gas Natural, comprendiendo la práctica totalidad de la redes de Cataluña, Madrid, Navarra, La Rioja, Castilla y León, Castilla La Mancha, Comunidad Valenciana, Murcia, Cantabria, y con participaciones significativas en las redes de distribución de Aragón, Galicia y Andalucía.

Por sus actividades reguladas, a las distribuidoras se les exige separación jurídica y contable, respecto del resto de las actividades gasistas del grupo en el que estén integradas.

Balance de situación del proceso de liberalización

Con los anteriores datos sobre funcionamiento de los mercados, las deficiencias más destacadas que cabe detectar en el proceso de liberalización de los mercados españoles, eléctrico y gasista, son las siguientes:

1. En el mercado de producción de electricidad, la legislación reguladora resulta compleja e intervencionista, con mecanismos de funcionamiento poco flexibles.

2. El mercado de comercialización de electricidad presenta un grado de liberalización real francamente deficiente, tanto en términos de volumen (más de dos terceras partes del consumo de electricidad se realiza en régimen de tarifa integral), como de clientes.
3. El grado de independencia de la gestión de las redes eléctricas de transporte y de distribución es desigual. Mientras que para la red de transporte resulta moderadamente aceptable el nivel de independencia de la gestión en relación con los operadores de producto o con los grupos energéticos, en el caso de la distribución, las redes aparecen plenamente integradas en la gestión del grupo al que pertenecen las distribuidoras.
4. El mercado de comercialización de gas natural presenta un mejor balance en lo que hace al volumen negociado (el 90% de todo el gas negociado en el sistema lo es en este mercado), pero por número de clientes el proceso de liberalización se muestra todavía insuficiente.
5. En cuanto a las redes de transporte y de distribución de gas natural, cabe repetir lo dicho para el sector de electricidad. Si en transporte la situación de independencia del principal transportista y gestor técnico del sistema es moderadamente aceptable, en la distribución las redes están integradas en la gestión de los grupos energéticos, con el añadido, en el caso del gas natural, de que esa integración está fuertemente concentrada en un solo operador.

Resumiendo aún más estas conclusiones, podríamos decir que los tres males que presenta en la actualidad el sistema energético español de electricidad y de gas natural, son:

1. El excesivo intervencionismo en el mercado eléctrico de producción.
2. El insuficiente grado de liberalización real en los mercados de comercialización de energía.
3. El inadecuado grado de independencia de los gestores de las redes de distribución en relación con los operadores de producto y grupos energéticos.

Con este balance, es claro que existe todavía una distancia considerable entre la situación que presentan los mercados de gas y de electricidad en España y el

modelo ideal de liberalización de los mercados propugnado por las Directivas y por las políticas energéticas europeas.

Los proyectos de ley en tramitación

En este epígrafe, se examinan en sus líneas generales las medidas que contemplan los proyectos de ley de modificación de las leyes del sector eléctrico y del sector de hidrocarburos, en curso de tramitación parlamentaria en los momentos en que se redacta este trabajo. Se trata, entonces, de valorar si esas medidas, con la configuración que actualmente adoptan, van a resultar suficientes para conseguir la plena liberalización de los mercados de energía eléctrica y de gas natural, superando las deficiencias de estructura y de funcionamiento detectadas con anterioridad.

MERCADOS DE ELECTRICIDAD

Las medidas reformadoras más importantes afectan al *mercado de comercialización*, y son, sustancialmente, las siguientes:

1. La supresión del sistema de *tarifa integral* a partir del *día 1 de enero del año 2009*.
2. La *privación a las distribuidoras* de la aptitud para comprar energía en el mercado de producción y venderlo a los consumidores en el mercado regulado, si bien mantendrán transitoriamente esta actividad de compra y venta de energía hasta la indicada fecha de 1 de enero de 2009.

Por tanto, desde la indicada fecha, sólo habrá un mercado principal de comercialización de electricidad, que será el que atiendan las comercializadoras en régimen de libertad de precios. Como excepción a esta regla, se establece la *tarifa de último recurso*, para atender a los pequeños consumidores que puedan seguir acogidos a este tipo de suministro regulado.

En este panorama surgen tres cuestiones que inciden en la eficacia y el éxito final del proceso de liberalización. Una es la extensión objetiva que se va a conferir a este nuevo mercado de comercialización de último recurso. Otra cuestión se refiere al procedimiento que habrá de seguirse para hacer efectivo el trasvase, obligado por la ley, de los clientes regulados al mercado libre. La tercera es la relativa al mecanismo objetivo para que un consumidor ya instalado en el mercado libre pueda cambiar, a su conveniencia, de comercializadora que le suministre.

Sobre el primer punto, la legislación prevista contempla la extinción escalonada y gradual del mercado de comercialización de último recurso, de modo a partir del día 1 de enero del año 2010 sólo podrán permanecer en este mercado los consumidores con suministros en baja tensión, y a partir del 1 de enero del año 2011, sólo los consumidores con potencia contratada inferior a 50 KW. La determinación de las comercializadoras que asumirán la obligación de suministradores de último recurso corresponde al Gobierno, quien también establecerá la tarifa de último recurso como *precio máximo*.

La segunda cuestión, relativa al criterio, calendario y procedimiento para trasvasar las carteras de clientes de las distribuidoras a las comercializadoras, no está directamente resuelto en la Ley. La normativa en elaboración dispone que el Ministerio de Industria establecerá el mecanismo de traspaso de clientes del sistema a tarifa al sistema de tarifa de último recurso que les corresponda.

La tercera de las cuestiones enumeradas se resuelve en la normativa proyectada mediante la creación de una sociedad mercantil, con objeto exclusivo, que asumirá las funciones de Oficina de Cambios de Suministrador y que, como su nombre indica, tendrá la responsabilidad sobre la supervisión y la gestión directa de los cambios de suministrador solicitados por los consumidores. Es obligatoria la participación en su capital de los distribuidores y comercializadores de gas natural y de electricidad (con porcentajes de un 35% para cada grupo de las comercializadoras de energía eléctrica y de gas natural, y porcentajes del 15% para cada grupo de distribuidoras de energía eléctrica y de gas natural) y para el ejercicio de sus funciones la sociedad tendrá acceso a las bases de datos de consumidores y de puntos de suministro de gas y electricidad.

Para los *mercados de redes*, las medidas tendentes a incrementar *la independencia de los gestores de las redes* en relación con las decisiones de los operadores de producto y de los grupos energéticos en los que puedan estar integrados, son las siguientes:

1. Para *REE*, que es el operador del sistema, el gestor de la red de transporte y transportista, se dispone que deberá constituir una sociedad filial, participada al 100% por la primera, a la que aportará todos los activos materiales y personales que se encuentren dedicados al ejercicio de las actividades reguladas enumeradas.

2. Además, se establecen las siguientes *medidas limitativas de participación en el capital de REE*: como regla general, ninguna persona física o jurídica podrá tener una participación, directa o indirecta, en su capital superior al 5%, ni ejercer derechos políticos en dicha sociedad por encima del 3%; y además, los sujetos que realicen actividades en el sector eléctrico y las personas físicas y jurídicas que, directa o indirectamente, posean en estos sujetos una participación superior al 5%, no podrán ejercer derechos políticos en REE por encima del 1%.
3. De modo paralelo a lo sucedido con los transportistas, las distribuidoras quedan privadas de la capacidad para vender electricidad en régimen de tarifa, y sus actividades limitadas a sus estrictas funciones de “transportistas” capilares de energía.
4. Además, para las distribuidoras se dispone la separación funcional de las distribuidoras respecto de los grupos a los que pertenezcan, avanzando un grado más en el camino de su independencia funcional (ya se ha conseguido la separación jurídica y la separación contable). Se adoptan en esta línea las siguientes medidas: los responsables de la gestión no podrán participar en la organización del grupo empresarial encargada de la gestión cotidiana de las actividades de producción o comercialización; los grupos establecerán los mecanismos de protección de los derechos profesionales de los gestores de redes, en especial las garantías sobre su retribución y cese; independencia de los gestores de redes respecto del grupo, en la gestión cotidiana y en la decisión efectiva sobre los activos necesarios para la explotación de las redes; y el establecimiento de un código de conducta para garantizar el cumplimiento de las anteriores medidas.

MERCADOS DE GAS NATURAL

En cuanto al sector del gas natural y comenzando con los mercados de producto, las medidas más trascendentales previstas en la normativa en tramitación afectan también al *mercado de comercialización de gas natural*, y son:

1. La *supresión del sistema general de tarifas y la desaparición del actual mercado de venta de gas natural en régimen de tarifa*, a partir del *día 1 de enero del año 2008*.

2. La *privación a los transportistas* que introducen gas al sistema y a *las distribuidoras* de la aptitud para comprar y vender gas natural con destino al consumo. Enagás y las distribuidoras realizarán transitoriamente estas actividades de compra y venta de gas natural para el mercado regulado hasta la indicada fecha de 1 de enero de 2008.

Con estas dos medidas se trata de liberalizar el mercado de comercialización de gas natural de manera obligatoria: la opción concedida inicialmente por la ley se convierte para los consumidores en una obligación, la de contratar el suministro en el mercado libre, si quieren ser suministrados, mediante la supresión del mercado regulado de refugio. Antes de que se produzca esa supresión general del mercado regulado, la ley prevista suprime, a partir del 1 de julio de 2007, determinadas tarifas del grupo dos de consumidores intermedios, que de manera necesaria tendrán que ser suministrados por el mercado libre.

Por tanto, a partir del 1 de enero del 2008, en el mercado gasista español todo el gas natural ha de ser comprado y vendido en condiciones de precio libremente pactadas entre el consumidor y la comercializadora. Como excepción a esta regla general, se establece *la tarifa de último recurso*, a partir de esa fecha, para los pequeños consumidores de gas natural.

Sobre las tres cuestiones ya tratadas a propósito del mercado eléctrico de comercialización, que inciden en la eficacia y el éxito final del proceso de liberalización, destacamos aquí las peculiaridades de la comercialización del gas natural.

Así, sobre el ámbito objetivo que se confiere a este nuevo mercado de comercialización de último recurso, la legislación prevista incluye inicialmente en este mercado a todos los consumidores conectados a gasoductos cuya presión sea menor o igual a 4 bar, con independencia de su nivel de consumo. Sin embargo, no todos ellos podrán mantenerse en el régimen de tarifa de último recurso de manera indefinida, pues serán expulsados del mismo de acuerdo con un calendario temporal que comienza en julio de 2008 y termina el 1 de julio de 2010. Después del 1 de julio de 2010, sólo podrán acogerse al régimen de tarifa de último recurso aquellos consumidores cuyo consumo anual sea inferior a un GWh, siempre que además estén conectados a gasoductos cuya presión sea menor o igual a cuatro bar. La determinación de las comercializadoras que asumirán la obligación de

suministradores de último recurso corresponde al Gobierno, quien también establecerá la tarifa de último recurso como *precio máximo*.

La segunda cuestión, relativa al criterio, calendario y procedimiento para trasvasar las carteras de clientes de las distribuidoras a las comercializadoras, no está directamente resuelto en la Ley. La normativa en elaboración dispone que en el plazo de tres meses siguientes a la entrada en vigor de la norma, el Ministerio de Industria establecerá el mecanismo de traspaso de clientes, del mercado a tarifa al mercado libre de las comercializadoras “que se determinen”, y prevé que este proceso esté terminado con anterioridad al día 1 de enero de 2008.

La tercera de las cuestiones, la relativa al mecanismo objetivo para que un consumidor ya instalado en el mercado libre pueda cambiar de comercializadora que le suministre a su conveniencia, se resuelve en la normativa proyectada mediante la creación de la Oficina de Cambios de Suministrador que, como se ha visto ya, tiene carácter intersectorial, con funciones de supervisión y de gestión directa de los cambios de suministrador solicitados por los consumidores, tanto sean éstos eléctricos como gasistas.

Para los *mercados de redes*, las medidas tendentes a incrementar *la independencia de los gestores de las redes* en relación con las decisiones de los operadores de producto y de los grupos energéticos en los que puedan estar integrados, son las siguientes:

1. Para el principal transportista y gestor técnico del sistema, Enagás, se suprime su capacidad de compra y de venta de gas para el suministro, de modo que sus actividades básicas quedan reducidas a las relativas a su condición de *transportista estricto*. Esta condición básica es compatible con la realización de las operaciones de compra de gas que sean necesarias para la operación funcional del sistema (nivel mínimo de llenado de los tanques de GNL, de los gasoductos de transporte, almacenamiento y redes de distribución).
2. Además, se establecen las siguientes *medidas limitativas de participación en el capital* de Enagás: como regla general, ninguna persona física o jurídica podrá tener una participación, directa o indirecta, en su capital superior al 5%, ni ejercer derechos políticos en dicha sociedad por encima del 3%; y además, los sujetos que realicen actividades en el sector gasista y las personas físicas y jurídicas que,

directa o indirectamente, posean en estos sujetos una participación superior al 5%, no podrán ejercer derechos políticos en Enagás por encima del 1%; y la suma de las participaciones, directas o indirectas, de los sujetos que realicen actividades en el sector de gas natural no podrá superar el 40% del capital de Enagás.

3. De modo paralelo a lo sucedido con los transportistas, las distribuidoras quedan privadas de la capacidad para vender gas en régimen de tarifa, y sus actividades limitadas a sus estrictas funciones de “transportistas” capilares.
4. Además, para las distribuidoras se dispone la separación funcional de las distribuidoras respecto de los grupos a los que pertenezcan, con el mismo alcance y contenido que el ya examinado para las distribuidoras del sector eléctrico.

Comentarios finales

Con la supresión a plazo fijo de los respectivos mercados regulados de electricidad y de gas en régimen de tarifa, desaparecerá, de manera formal, el principal obstáculo para la plena liberalización de estos mercados energéticos de gas y electricidad. La distinta secuencia temporal fijada por la Ley para la eficacia de tal supresión, 1 de enero de 2008 para el gas natural y 1 de enero de 2009 para la electricidad, responde al desigual grado de liberalización real alcanzado hasta el momento por cada uno de estos mercados.

Ahora bien, la liberalización real de los mercados de comercialización de energía no se producirá de manera eficaz, a pesar de las proclamaciones legislativas, si los mercados de comercialización a tarifa, teóricamente residuales, se siguen comportando sucedáneos o sustitutivos de los mercados auténticos de comercialización de energía, en función de los niveles de consumo fijados por la Ley para acogerse a estos mercados de refugio. Por tanto, el surgimiento de unos mercados de comercialización de último recurso regulados administrativamente, siempre que se mantengan en situación de marginalidad, y las tarifas de último recurso, siempre que sean fijadas de forma que no ocasionen distorsiones de la competencia en el mercado, no parecen representar una rémora para el completo éxito de la liberalización en estos mercados de producto. Por el contrario, la estructura final del mercado de comercialización de gas natural, en la actualidad

fuertemente concentrado, dependerá de los criterios y del procedimiento que se siga para efectuar el trasvase de los clientes regulados de las distribuidoras al mercado de las comercializadoras.

La desvinculación de los operadores de redes de las actividades de compra y venta de la energía que circula por ellas, es una medida que favorece la neutralidad y objetividad en sus actuaciones en el mercado, como simples transportistas y distribuidores.

Pero queda por tratar otro aspecto capital de la independencia de los operadores de redes, y es el relativo a la influencia de los operadores de producto y de los grupos empresariales sobre la gestión y actividades de las sociedades transportistas y distribuidoras. Como precisión previa de carácter general, digamos que existen determinados mecanismos legales cuya aplicación determina grados diversos de independencia en el funcionamiento de los operadores de redes. De menor a mayor intensidad, esos mecanismos serían los siguientes: la separación jurídica, cuando las actividades se realizan bajo una forma jurídica societaria con un objeto exclusivo en el que no pueden figurar la producción y la comercialización; la separación contable, que acompaña ordinariamente a la separación jurídica; la separación funcional, cuando la gestión de la sociedad está separada de la gestión del grupo al que pertenezca; y la separación de propiedad, cuando los operadores de producto y grupos energéticos no pueden ser propietarios, en alguna medida, del capital social de los operadores de redes.

La legislación actual vigente se ha contentado con aplicar los dos primeros grados de separación enumerados, para la distribución de energía; y un sistema de separación de propiedad limitado, para el transporte de energía. La normativa que se encuentra en curso de elaboración refuerza tenuemente el sistema de separación de propiedad parcial para los transportistas; y aplica *ex novo* el régimen de separación de funciones, el tercero de la lista, para las distribuidoras, sin afectar para nada al régimen de la propiedad de sus participaciones y a su integración en los grupos empresariales energéticos. Como medida adicional, la ley en proyecto organiza una sociedad dedicada a la gestión de los cambios de suministrador, con la finalidad de garantizar la objetividad y transparencia en el cambio.

Con base en el reconocimiento de que:

“Europa aún no ha desarrollado unos mercados interiores de la energía plenamente competitivos... La consolidación del sector la energía deberá regirse por las normas de mercado, si se pretende que Europa responda eficientemente a los múltiples retos que tiene ante sí...”.

El Libro Verde contempla como objetivo prioritario, para disponer de una energía segura, competitiva y sostenible, la plena implantación de mercados interiores de electricidad y de gas verdaderamente competitivos. Y una de las áreas que se apuntan como clave para la implantación de esos mercados en condiciones de igualdad entre operadores, es la relativa a la *separación de las actividades* “de transmisión y distribución respecto de las actividades competitivas”. Sobre este particular *El Libro Verde* es concluyente:

“Tienen que aplicarse plenamente las disposiciones sobre separación de actividades recogidas en las segundas Directivas sobre electricidad y gas, no sólo en la letra, sino también en el espíritu. Si no se consigue avanzar hacia una situación más equitativa, habrán de considerarse nuevas medidas a nivel comunitario.”

Por tanto, del fracaso o del éxito de las medidas de separación funcional previstas en la legislación en proyecto, que son las mismas de las segundas Directivas de Gas y Electricidad, dependerá que se tengan o no que adoptar medidas de separación más enérgicas como las que podrían ya afectar directamente a la propiedad de las redes.