

Un análisis prospectivo de la electricidad en España

Gonzalo Sáenz de Miera

Director de Prospectiva Regulatoria de Iberdrola

PAPELES *DE*
CUADERNOS
DE ENERGÍA

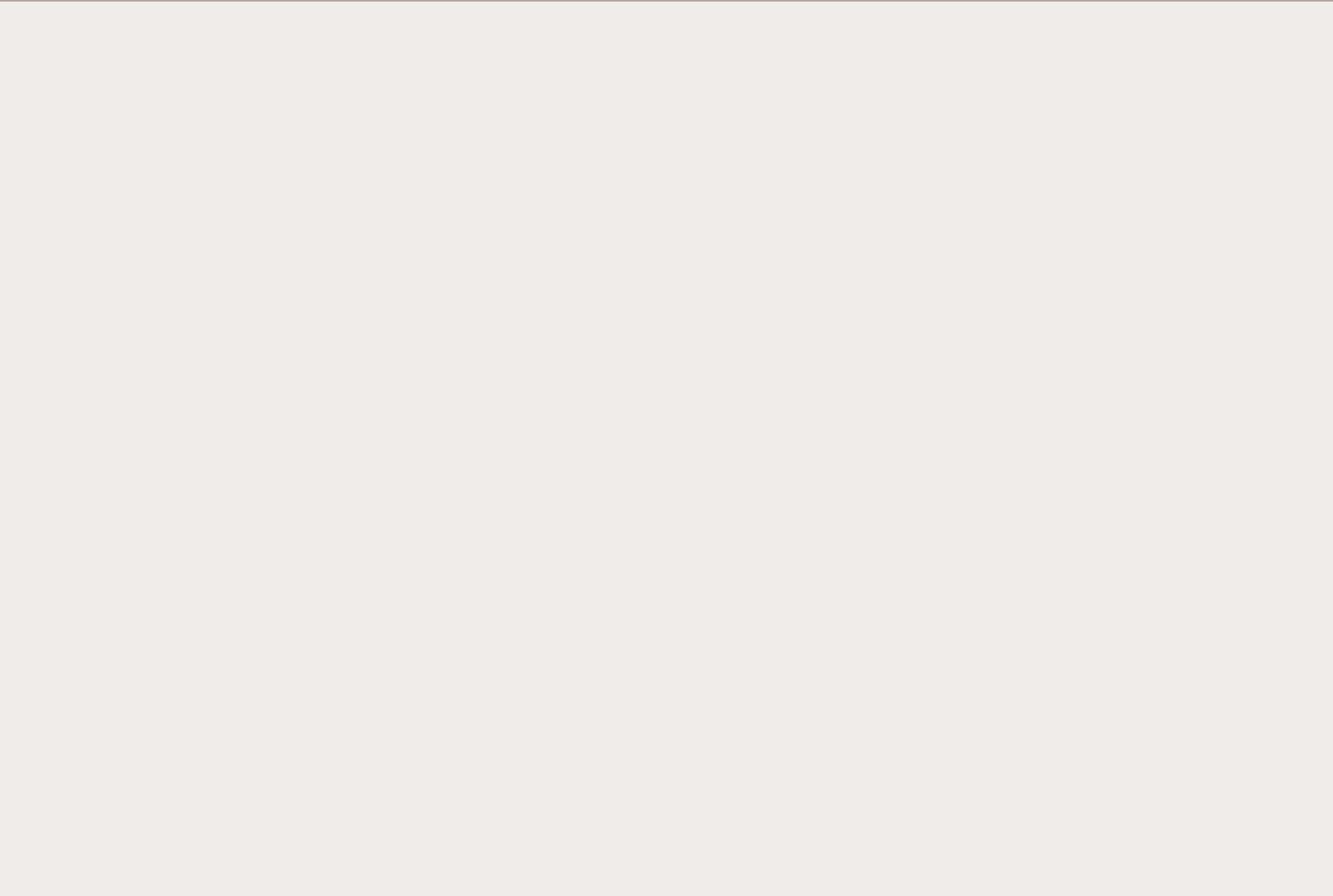


EDITADO POR:



CLUB ESPAÑOL
DE LA ENERGÍA

INSTITUTO ESPAÑOL DE LA ENERGÍA



Un análisis prospectivo de la electricidad en España

Gonzalo Sáenz de Miera

Director de Prospectiva Regulatoria de Iberdrola

Publicación - Separata del nº 31 de Cuadernos de Energía

Edita



**CLUB ESPAÑOL
DE LA ENERGÍA**

INSTITUTO ESPAÑOL DE LA ENERGÍA

Reservados todos los derechos. Queda totalmente prohibida la reproducción total o parcial de este documento por cualquier procedimiento electrónico o mecánico, incluso fotocopia, grabación magnética y óptica o cualquier sistema de almacenamiento de información o sistema de recuperación sin permiso de los propietarios del copyright.

Club Español de la Energía
Paseo de la Castellana, 257, 8ª Planta
28046 Madrid
Tf. 91 323 72 21
Fax. 91 323 03 89

www.enerclub.es

Depósito Legal: M-XXXXXX-2011

INDICE

Resumen y conclusiones	5
1. La necesidad de la prospectiva energética.....	10
2. Contexto energético global	11
3. Situación de la energía en España en el contexto de la UE	13
4. Análisis prospectivo.....	17
4.1. Objetivos generales del modelo energético	17
4.2. Condicionantes del entorno	18
4.3. Perspectivas de demanda de electricidad	19
4.3.1. La demanda eléctrica en hogares	19
4.3.2. La demanda de electricidad en el sector productivo	21
4.3.3. El vehículo eléctrico y la demanda de electricidad	22
4.3.4. Un escenario de demanda eléctrica para 2020	22
4.4. Opciones de la oferta	23
4.4.1. Análisis técnico y económico de las tecnologías	23
4.4.2. Servicios para la cobertura de la demanda.....	30
4.4.3. Diferencias de coste entre tecnologías y resumen de características	31
4.5. Escenarios de cobertura de la demanda eléctrica a 2020.....	31
4.5.1. Escenario Subcomisión del Congreso de los Diputados	33
4.5.2. Escenario alternativo	34
4.6. Escenarios de cobertura de la demanda eléctrica a 2035/2050.....	35
5. Reflexiones regulatorias.....	38

Un análisis prospectivo de la electricidad en España

Resumen y conclusiones

La necesidad de la Prospectiva energética

- La energía es básica para el funcionamiento de la economía y el bienestar social. Sin embargo, el modelo actual de uso y consumo de energía es insostenible, tanto por el agotamiento de los recursos –que afecta a los precios y competitividad de las industrias consumidoras–, como por su impacto sobre el medio ambiente y en particular sobre el cambio climático. Todo ello pone de manifiesto la necesidad de cambiar el modelo energético¹.
- Existen, además, incertidumbres relacionadas con la evolución de la economía y su impacto sobre la demanda de electricidad, las políticas de eficiencia energética y su efectividad, y aquellas asociadas a la evolución de las diferentes tecnologías, especialmente en el sector eléctrico.
- Ante esta situación es necesario realizar un análisis riguroso y equilibrado del mo-

delo energético en un contexto global para: 1) definir los objetivos que orienten sobre el camino futuro a seguir; y 2) dar certidumbre a los agentes que tienen que realizar las inversiones.

- El objetivo de este documento es contribuir a este debate sobre el futuro del sector energético, con especial énfasis en el sector eléctrico. Se aporta información sobre los elementos básicos necesarios para su correcto funcionamiento, las distintas opciones tecnológicas y se introducen recomendaciones de política energética. Tras dicho análisis, se presentan varios escenarios de cobertura de la demanda eléctrica para 2020, así como un ejercicio prospectivo que incluye los elementos a tener en cuenta en el escenario 2050. Finalmente se presentan unas reflexiones de carácter regulatorio.

El problema de la energía en España

- El análisis de la situación energética en España presenta rasgos similares a los de

los países de su entorno pero con características y circunstancias específicas que agravan sus problemas: un peor comportamiento de la intensidad energética, una mayor dependencia energética del exterior y un crecimiento de las emisiones superior al de la mayoría de los países europeos.

- Y esto a pesar de los avances conseguidos en las últimas décadas, fundamentalmente por el proceso de electrificación de la economía (que ha pasado de suponer el 15% en el consumo final en 1980 al 22% en 2009), que ha supuesto una mejora de la eficiencia energética, una reducción de las emisiones, y ha contribuido a mitigar la elevada dependencia energética del exterior.

Vías de solución

- Existe un amplio acuerdo sobre la necesidad de tomar medidas en una doble dirección: en las políticas de demanda (principalmente en la mejora de la efi-

¹ Quiero agradecer la colaboración de Miguel Angel Muñoz y de Francisco Laverón, compañeros de la Dirección de Regulación Iberdrola, en la elaboración de este documento. No obstante, asumo de forma exclusiva cualquier error que pueda incluir el documento.

ciencia energética) y en las políticas de oferta (fomentando opciones tecnológicas que permitan reducir el peso de los recursos fósiles en el balance energético y con ello las emisiones y la dependencia energética).

- Por el lado de la demanda, las políticas de eficiencia y ahorro energético constituyen la principal medida: se estima que podrían contribuir a alrededor del 50% de la reducción global de emisiones necesaria para limitar el incremento de la temperatura global a 2 °C. Los sectores con mayor potencial de mejora son la edificación y el transporte, que suponen conjuntamente alrededor del 70% del consumo de energía final en Europa.
- Como ejemplo, si el Código Técnico de la Edificación, aprobado en 2006, se hubiera aplicado a los edificios construidos en el periodo del "boom" inmobiliario (desde 2001) habría generado un ahorro energético anual de unos 8 TWh, equivalente, por ejemplo, a la producción eléctrica de todas las solares en 2010, pero con un coste 5 veces inferior.
- Por el lado de la oferta, la reducción del peso de los recursos fósiles en el suministro eléctrico y, por tanto, su descarbonización, hará necesario contar con todas las opciones limpias de generación: energías renovables, energía nuclear, generación térmica convencional con captura y almacenamiento de CO₂, entre otras.

Perspectivas de evolución de la demanda eléctrica

- Las previsiones de evolución de la demanda a largo plazo están sujetas a una importante incertidumbre, por los inter-

rogantes que existen fundamentalmente sobre el crecimiento económico y sobre las políticas de eficiencia energética y su impacto en el consumo. Sin embargo, el nivel concreto de demanda prevista en relación con distintos escenarios posibles no debería afectar sustancialmente a las conclusiones de los estudios sobre las decisiones energéticas que habrían de tomarse.

- En este documento se realiza un análisis sobre los condicionantes de la demanda de electricidad a medio/largo plazo (evolución de la población, de la tipología de hogar, de la renta per cápita, la estructura sectorial de la economía...) y se valora el posible efecto de las medidas de ahorro y eficiencia energética para mitigar su crecimiento.

Opciones de cobertura de la demanda de electricidad

- La necesidad de mantener el equilibrio entre la producción y demanda en todo momento exige una combinación adecuada de tecnologías que doten de firmeza y flexibilidad al sistema. La importancia de la flexibilidad ha crecido y seguirá creciendo, a causa de la cada vez mayor penetración de fuentes de generación alimentadas por energías renovables intermitentes (principalmente eólica y solar). Las características básicas de las principales opciones de generación incluyen las siguientes:
 - Hidráulica. La hidráulica de embalse es el mejor complemento para gestionar la variabilidad de otras renovables, ya que no solamente es gestionable sino que se caracteriza por tener la mayor rapidez de respuesta. Otras formas de

generación hidráulica, con menor peso en el sistema, incluyen la energía fluyente, que no es gestionable, y la de bombeo, que permite acumular energía y compensar la variabilidad de la producción intermitente.

- Eólica. Es la tecnología renovable actualmente más económica, después de las hidráulicas, y con mayor potencial de desarrollo. Es una energía intermitente, ya que su disponibilidad está sujeta a la disponibilidad de recurso eólico, pero muy predecible gracias a los avances realizados en este ámbito en los últimos años. .
- Solar fotovoltaica. Es una tecnología actualmente costosa pero con grandes perspectivas de reducción de costes por mejoras tecnológicas y de fabricación, con potencial convergencia con las energías convencionales en el largo plazo. No es firme ni gestionable.
- Solar termoeléctrica. Esta tecnología es actualmente la más costosa² y no existen perspectivas de reducciones de costes significativas. La hibridación con gas natural le confiere más garantía de servicios que la eólica o la fotovoltaica (algo que estas tecnologías podrían conseguir también mediante la instalación de sistemas de almacenamiento), pero con mayores costes de inversión y un rendimiento muy inferior al de un ciclo combinado de gas. En cuanto al almacenamiento en sales, sólo se ha desarrollado en España, por la existencia de un marco regulatorio que limita la potencia máxima de las centrales renovables: ello incentiva que estas centrales sigan funcionando en horas nocturnas, en las que la energía tiene menor valor, con unos

² Entre termoeléctrica, solar fotovoltaica y eólica, que son las tecnologías que se prevé que tengan un papel protagonista en el desarrollo renovable a medio plazo.

apoyos elevados, lo que no tienen ninguna lógica ni energética ni económica.

- Ciclo combinado de gas natural. Posee un bajo coste de inversión y bajas emisiones relativas de CO₂ (350 kg/MWh) pero sus costes variables están sujetos a importantes variaciones. Su producción es muy flexible y gestionable. En el pasado han actuado como centrales de llano y base, pero cada vez más desempeñan un papel de respaldo para compensar la intermitencia de las renovables.
- Turbina (ciclo abierto) de gas natural. Coste de inversión menor que el de las centrales de ciclo combinado, a costa de una menor eficiencia. Son centrales muy flexibles que cada vez desempeñarán un papel más importante como centrales de respaldo de las centrales renovables intermitentes.
- Carbón. Su coste de inversión es el doble que el de las centrales de ciclo combinado. Es una tecnología firme pero con gestionabilidad limitada, y elevadas emisiones de CO₂ (750-900 kg/MWh), NOx y azufre (mayores que las de los ciclos combinados). Los costes de inversión se han incrementado y seguirán incrementándose por las cada vez más estrictas restricciones medioambientales. A la incorporación de desulfuradoras y desnitrificadoras se sumará en el futuro la posibilidad de captura y almacenamiento de carbono, pero esta posibilidad se ve limitada por la disponibilidad de emplazamientos adecuados. Al tratarse de centrales con elevados costes de inversión y poca flexibilidad, el incremento de la producción de las energías renovables intermitentes, que reduce las horas de

funcionamiento e incrementa el valor relativo de las centrales flexibles, les perjudica especialmente. A su favor juega la existencia de reservas de carbón en economías desarrolladas y estables políticamente.

- Nuclear. Se trata de una tecnología no emisora, con una producción muy firme y costes muy estables e independientes de los precios de los hidrocarburos y del CO₂. Presenta el inconveniente de ser poco flexible, de tener unos costes de inversión elevados e inciertos y poca aceptación social. La Agencia Internacional de la Energía considera a la nuclear como una energía necesaria para el cumplimiento de los objetivos de sostenibilidad, ya que es la única que combina fiabilidad de la producción con nulas emisiones.
- Para poder establecer comparaciones entre las diferentes opciones tecnológicas éstas se agrupan en varios tipos de energía para la cobertura de la demanda:
 - Tecnologías renovables no gestionables. Su papel fundamental es evitar el consumo de combustibles fósiles. Por ser tecnologías de producción intermitente requieren de centrales de respaldo (ej. eólica, solar FV, solar termoeléctrica...).
 - Tecnologías de punta/respaldo. Estas tecnologías se caracterizan por ser recursos con alta firmeza y flexibilidad, adecuadas tanto para atender las puntas de demanda como las caídas en la producción de las renovables cuando falla el viento o el sol. Son centrales que funcionan pocas horas al año (1.000-2.000 horas/año). Suelen ofrecer ese

servicio turbinas de gas, por sus bajos costes de inversión (a pesar de sus elevados costes de funcionamiento), centrales de hidráulica regulable, por su posibilidad de almacenar energía potencial, y centrales de bombeo, por la posibilidad que tienen de cargar sus embalses en horas de baja demanda y precio.

- Tecnologías de llano. Son tecnologías con un número de horas de funcionamiento intermedio (3.000-5.000 horas/año) y una elevada firmeza. Se encuentran enmarcados en este servicio las centrales de ciclo combinado y de carbón.
- Tecnologías de base. Son tecnologías que funcionan un número de horas elevado (6.000-8.000 horas/año), por lo que son típicamente centrales con bajos costes de funcionamiento que compensan sus elevados costes de inversión. Su generación es firme pero no necesariamente flexible, ya que suelen tener como objetivo producir de forma continua³. Podrían jugar este papel el carbón y los ciclos combinados, pero la tecnología de base más adecuada es la nuclear, ya que tiene costes de funcionamiento bajos, no genera emisiones y reduce la dependencia energética.

Escenarios a 2020

- Se presentan dos escenarios en el documento: el incluido en el informe de la *Subcomisión de Análisis de la Estrategia Energética Española para los próximos 25 años* y el Escenario Alternativo, que se definen a partir del análisis prospectivo llevado a cabo a lo largo del documento. Ambos llevan a conclusiones muy similares:

³ Las tecnologías más adecuadas son nuclear, carbón y ciclos combinados de gas. Estas dos últimas deberán contar con CCS dados los ambiciosos objetivos de reducción de emisiones.

- Existe incertidumbre por el lado de la demanda de electricidad, debido al reducido margen de maniobra que otorgan las medidas de eficiencia energética en el periodo considerado.
- El objetivo de alcanzar una participación del 20% de energías renovables sobre el consumo de energía final en 2020, que supone aproximadamente una participación del 40% de renovables en la producción bruta de electricidad (por los menores objetivos que tienen los sectores de gas natural y productos petrolíferos, obligando al sector eléctrico a asumir objetivos muy superiores al 20%), condiciona decisivamente la configuración de la oferta en el horizonte 2020, de forma que la única decisión importante es qué mix renovables se utilizará para conseguir el objetivo marcado.
- En relación a la configuración del mix renovable para el cumplimiento del objetivo, se presenta como la opción más razonable otorgar un elevado peso a la opción más madura y de menor coste y mayor potencial, la eólica, aunque sin abandonar otras opciones renovables. No obstante, en aras de la eficiencia en el suministro, se deberá limitar los objetivos de las opciones menos maduras y más costosas, buscando fórmulas que incentiven el avance tecnológico y la reducción de costes.
- Se mantienen en servicio en el horizonte considerado las centrales nucleares (a excepción de Garoña).
- Todo parece indicar que se necesitará cierta capacidad adicional firme y flexible para la cobertura de la demanda al final del periodo que se cubrirá con centrales de punta (fundamentalmente

bombeos). Los ciclos combinados serán necesarios para atender la demanda, teniendo en cuenta su menor impacto ambiental (en comparación con las centrales de carbón) y su mayor flexibilidad para cubrir la demanda cuando la producción renovable resulte insuficiente.

Escenario 2020-2050

- Por un lado, la demanda vendrá condicionada por la evolución de la economía, por el éxito que obtengan las políticas de eficiencia energética, y el ritmo que registre la electrificación del sector energético (bombas de calor, implantación del vehículo eléctrico...). Es previsible que la demanda de electricidad registre una tendencia creciente en este periodo, mayor que la del conjunto de la energía.
- Por el lado de oferta, en este periodo todas las opciones están abiertas, pero deberán ser compatibles con la hoja de ruta de descarbonización de la economía que pretende alcanzar un sector eléctrico europeo prácticamente sin emisiones netas de CO₂ en 2050.
- Se seguirá avanzando en la implantación las energías renovables, partiendo del cumplimiento de los objetivos de 2020. De cara al peso relativo de cada tecnología, habrá que tener en cuenta la evolución que registran las curvas de aprendizaje tecnológico de cada una de ellas y la mejora de los servicios ofrecidos. En general, la mayoría de los ejercicios de prospectiva tecnológica coinciden en señalar que gran parte de ellas serán competitivas a lo largo de este periodo frente a las tecnologías convencionales.
- El sistema eléctrico seguirá requiriendo un nivel adecuado de firmeza, para lo que será necesario disponer de energía firme

que complemente las energías renovables (persistirán las dificultades para avanzar en la única renovable firme y con visos de competitividad, la biomasa). Como se ha visto anteriormente, la necesidad de firmeza y flexibilidad en la oferta eléctrica deberá ser compatible con el cumplimiento de la senda de reducción de emisiones. Teniendo en cuenta estas limitaciones, se presentan como tecnologías idóneas para el respaldo en este periodo: la hidráulica regulable, el bombeo, la turbina de gas el ciclo combinado de gas.

- Como energía de base firme y no emisora, la nuclear podría desempeñar un papel básico, siempre que se adopte una decisión política al respecto que permita ampliar la vida útil de las actuales o la construcción de nuevos reactores en el futuro. Los largos periodos de maduración de las inversiones nucleares hacen necesario que se adopte una decisión sobre el papel que se ofrece a esta opción en los próximos años. Si no se contara con la nuclear se debería utilizar como tecnología de base a los ciclos combinados de gas natural, lo que no haría posible cumplir con los objetivos de reducción de emisiones. Otra tecnología alternativa podría ser el carbón, pero para ello será necesario contar con la infraestructura de captura y almacenamiento de carbono, algo especulativo en este momento debido a las incertidumbres tecnológicas y económicas muy importantes que no permiten asegurar que al final de periodo considerado pueda estar disponible a escala comercial. Además, su desarrollo tendría una fuerte contestación social.

La importancia de las interconexiones y las redes inteligentes

- En cualquiera de los escenarios, ya sea a 2020, 2035 o 2050, son necesarias

mayores interconexiones para evitar que la penetración masiva de energías renovables, en línea con el objetivo 2020 y con la senda marcada de descarbonización del sector eléctrico para 2050, pueda perjudicar la estabilidad de la red y la fiabilidad del suministro.

- En particular, en un contexto caracterizado por un elevado y creciente peso de la producción renovable, se requiere unos niveles importantes de interconexiones que permitan por un lado, disponer de la posibilidad de importar electricidad en caso de una reducción de la producción renovable y, por otro, reducir los denominados “vertidos” de energía renovable, que no es más que la desconexión de la red de plantas renovables (ej. eólica) para ajustar a la baja la oferta, y así mantener el equilibrio con la demanda eléctrica en una situación en la que se produce un excedente de energía.
- Tanto desde el punto de vista de la demanda como de la oferta, las redes inteligentes supondrán importantes cambios en el periodo analizado. Las redes inteligentes implican un cambio radical en la forma de concebir y operar la red de distribución, e implica importantes inversiones para automatizar la operación de las redes y la gestión activa de la demanda, mediante la incorporación de equipamientos digitales y nuevas tecnologías de comunicación e información. Esto posibilitará mejoras en la calidad de suministro y la atención a los clientes, así como la integración en el sistema eléctrico de equipos de generación distribuida (energías renovables e instalaciones de almacenamiento de energía), el vehículo eléctrico o el equipamiento doméstico inteligente.
- El desarrollo de redes inteligentes será también necesario para aprovechar el po-

tencial de los vehículos eléctricos, que no solamente pueden responder a las señales de la red para adaptar su consumo, sino que pueden también actuar como fuentes de almacenamiento distribuido, incrementando la estabilidad y seguridad del suministro y reduciendo las pérdidas de energía en las redes de transporte y distribución. Los vehículos eléctricos desempeñan también un papel clave en la electrificación de la economía y la reducción de la dependencia y consumo de hidrocarburos, y su contribución a la gestión de la red reduce su coste para sus usuarios (por los servicios que pueden prestar a la red).

Reflexiones regulatorias

- Teniendo en cuenta los retos a los que se enfrenta el sector eléctrico español (así como los plazos de ejecución y la vida útil de los activos en cuestión) y su impacto sobre el resto de la economía, se pone de manifiesto la necesidad de una estrategia energética clara, estable y predecible, que no esté sometida a continuos vaivenes que demoren las inversiones necesarias.
- El papel de las energías renovables en el futuro del sector eléctrico es clave. Por esta razón, deben desarrollarse, hasta que las diferentes tecnologías lleguen a ser plenamente competitivas, marcos retributivos que aseguren la coherencia entre los costes y la retribución, y de tal modo que se minimice su impacto sobre el funcionamiento del sistema eléctrico y de los mercados. Deberá promoverse especialmente el desarrollo de las más competitivas y de aquellas que tienen un elevado potencial de reducción de costes, en aras de minimizar el impacto sobre los consumidores.
- El sector eléctrico asume la mayor parte del objetivo de energías renovables y de

su financiación. Lo primero es eficiente por su mayor capacidad técnica y económica para abordar este objetivo. Sin embargo, lo segundo introduce importantes ineficiencias al distorsionar la competitividad de la electricidad frente al petróleo o el gas natural al soportar costes por el cumplimiento del objetivo de renovables cuyo origen es el consumo de estas fuentes de energía.

- Ante esta situación, se pone de manifiesto la necesidad de introducir mecanismos para repartir el coste del cumplimiento de objetivos globales, como el de energías renovables, entre el conjunto de la sociedad, ya sea con recargos sobre el conjunto de productos energéticos o el establecimiento de una partida en los Presupuestos Generales del Estado. Otra medida que resultaría muy interesante en esta línea, consistiría en destinar los recursos económicos obtenidos de las subastas de derechos de CO₂, a financiar el coste de los apoyos a las energías renovables.
- La eficiencia energética ocupa también un papel predominante, siendo la regulación un elemento básico para alcanzar los enormes beneficios que reportan su aplicación. La experiencia empírica ha demostrado que los marcos más exitosos combinan: una política de precios energéticos que reflejan todos los costes de suministro; estándares ambiciosos en equipos y procesos; y una apuesta ambiciosa por medidas de información y sensibilización.
- Dados los largos plazos de desarrollo de la energía nuclear, debe iniciarse cuanto antes un debate nacional y alcanzar un consenso sobre el futuro de esta energía y el papel que desempeñará en el mix energético español. Dicho debate debe

contraponer las ventajas y desventajas de las distintas opciones, teniendo en cuenta la necesidad de asegurar el cumplimiento de los compromisos medioambientales.

- Finalmente, debe plantearse una estrategia de desarrollo de las redes inteligentes, a través de marcos que incentiven de forma eficaz y eficiente las inversiones.

1. La necesidad de la prospectiva energética

El diagnóstico del modelo energético muestra retos en materia económica, ambiental y de seguridad energética que siguen siendo incluso más válidos en la crisis económica actual. A nivel global, la demanda de energía de los países en desarrollo, que a diferencia de los países desarrollados muestran un elevado dinamismo económico, seguirá presionando al alza los precios de las materias primas energéticas y, sobretudo, las necesidades de capital en un contexto caracterizado por las dificultades para acometer inversiones debido a los problemas financieros. A su vez, el reto del cambio climático sigue plenamente vigente, con la necesidad de reducir las emisiones un 50% en 2050 si se quiere limitar el incremento global de la temperatura por debajo de los 2 °C.

Las incertidumbres relacionadas con el incremento de la economía y por tanto con la demanda de la energía, el desarrollo de nuevas tecnologías, la falta de aceptación de la energía nuclear, unido a la escasez y volatilidad de los precios de los hidrocarburos y a la incertidumbre sobre la evolución futura de la economía obligan a todos los países a definir una política energética concebida sobre escenarios de alcance global

que supongan un escenario predecible en el largo plazo, que permita acometer las inversiones requeridas.

Para hacer frente a los retos planteados, los análisis internacionales de prospectiva energética (Agencia Internacional de la Energía, Comisión Europea, Gobierno de EEUU, etc...) hacen especial hincapié en las medidas de demanda (ahorro y eficiencia energética, sustitución del consumo de combustibles fósiles) por un lado y, por otro, en las medidas de oferta (fomento de energías renovables, papel que ocupará la energía nuclear en el mix energético, y peso de la captura y almacenamiento de CO₂). Todo ello enmarcado en un contexto energético caracterizado por la electrificación de la economía.

En el ámbito europeo los retos son similares a los que afectan al modelo global, aunque con la particularidad de una mayor y creciente vulnerabilidad, en términos de seguridad energética y competitividad, derivada de una elevada dependencia del exterior a la hora de satisfacer sus necesidades energéticas y unos precios energéticos que introducen crecientes presiones inflacionistas.

Desde la óptica española, el sector energético también se muestra como un elemento crucial para introducir a la economía en una senda de crecimiento económico sólido y duradero. Dentro de éste, el sector eléctrico juega un papel muy importante, en un entorno económico que cuenta con la electricidad como un input básico y muestra una creciente tendencia a su electrificación. Al ser un sector con elevadas necesidades de capital y cuyas inversiones tienen un elevado periodo de maduración, la disponibilidad de un análisis riguroso de largo plazo es vital para que los agentes puedan adoptar sus deci-

siones de forma eficiente, garantizándose un suministro seguro, competitivo y sostenible.

Bajo este contexto, se hace más necesario que nunca la realización de un ejercicio de prospectiva energética para el sector eléctrico español que permita vislumbrar la evolución futura de su demanda, para después ofrecer varias opciones de su cobertura bajo los principios de sostenibilidad económica y ambiental.

En este sentido, una buena referencia al significado de un ejercicio de prospectiva energética se obtiene del informe de la *Subcomisión parlamentaria de Análisis de la Estrategia Energética Española* para los próximos 25 años⁴:

“La prospectiva energética requiere realizar predicciones sobre la evolución futura de ciertas variables importantes y, por lo tanto, construir diversas imágenes del futuro que incluyan tanto los factores exógenos al sistema energético como son, por ejemplo, los precios de la energía en los mercados internacionales, los acuerdos ambientales a nivel internacional y su grado de cumplimiento, los precios de la tonelada de CO₂ o la evolución de la economía mundial, así como los factores propios del sistema energético: la demanda de energía, el potencial de las fuentes autóctonas, el parque de generación eléctrica, la evolución de las tecnologías y de los sistemas de gestión de la energía y, también, las apuestas políticas en ámbitos tan importantes como el ahorro, la eficiencia y las energías renovables. Realizar por tanto predicciones sobre la evolución de muchas de estas variables introduce márgenes de error elevados —por la amplitud del período considerado— que hay que ponderar y ajustar con nuevos análisis de carácter periódico...”

⁴ Ver pág. 12 del informe de la *Subcomisión de Análisis de la Estrategia Energética Española para los próximos 25 años*. Congreso de los Diputados. 30 de diciembre de 2010.

En este documento, de una forma sencilla pero intentando aportar el máximo rigor, se realiza un ejercicio de prospectiva para el sector eléctrico en el horizonte 2035. Se parte de una caracterización de la demanda eléctrica, modelizando sus diferentes componentes, para posteriormente construir escenarios que nos permitan disponer de varias previsiones en función de la evolución de la población, el crecimiento económico, el grado de equipamiento, la estructura de la economía, o el grado de éxito de las medidas de eficiencia energética, entre otros elementos.

Partiendo de un ejercicio de previsión de la demanda eléctrica (y no tomándola como un dato exógeno) se aborda posteriormente el análisis por el lado de la oferta, presentándose varios escenarios de mix de generación para su cobertura.

La estructura del documento se desarrolla en torno a cinco bloques:

- Un primer bloque introductorio en el que se presentan los aspectos generales del modelo energético donde se enmarcan los ejercicios de prospectiva energética;
- en segundo lugar, se incluye un diagnóstico del modelo energético global, presentando los grandes retos y los bloques de soluciones presentes en gran parte de los ejercicios prospectivos;
- en el tercer apartado, se ponen de manifiesto los principales rasgos del contexto energético español, profundizando en las cuestiones relacionadas con el sector eléctrico.
- El cuarto bloque representa el núcleo del análisis prospectivo con una revisión de los objetivos que debe satisfacer un modelo energético, los condicionantes del

entorno; y un análisis de los elementos que condicionan la demanda de electricidad y su evolución futura, presentando algunos escenarios. Dentro de este bloque, se aborda posteriormente un análisis equilibrado de las opciones de oferta en el sector eléctrico, los servicios que ofrecen, cerrando el apartado con dos escenarios de cobertura de la demanda eléctrica a 2020: 1) el de la subcomisión de congreso de los diputados; y 2) un escenario propio en base a los objetivos de política energética y ambiental y las características tecnológicas planteadas a lo largo de este bloque. Se analizan, a su vez, algunos aspectos del modelo energético en el horizonte 2050.

- Se concluye el documento con un apartado dedicado a cuestiones regulatorias y reflexiones finales.

2. Contexto energético global

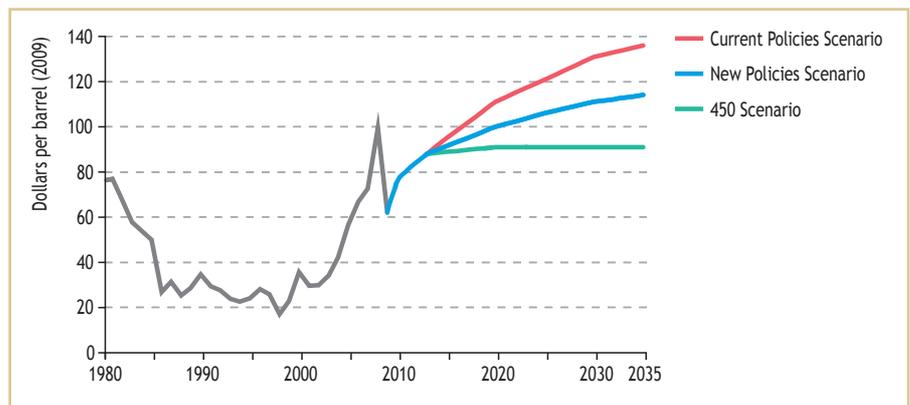
La insostenibilidad económica, ambiental y social del modelo energético global se pone de manifiesto por sus propios elementos característicos. En cuanto a la insostenibilidad económica, es destacable que una

economía basada en el consumo de recursos energéticos fósiles finitos (gas, carbón y petróleo) verá comprometida su competitividad ante el previsible crecimiento tendencial que experimentarán sus precios.

En el siguiente gráfico se aprecia cómo la implementación de políticas ambientales más ambiciosas conseguiría mitigar en parte el crecimiento esperado en los precios del petróleo, debido a la reducción demanda asociada a su implantación. Así, en el escenario "Current Policies" (que incluye exclusivamente las políticas adoptadas hasta 2010) se presenta el mayor nivel previsto de precios; seguido del escenario "New Policies" (el escenario central en el World Energy Outlook 2010 (WEO 2010), en el que se tienen en cuenta todos los compromisos políticos asumidos en el horizonte 2020); y por el escenario "450 ppm" (que contempla importantes medidas adicionales para limitar el incremento de la temperatura a 2 °C).

Por el lado de la sostenibilidad ambiental, la evolución del consumo energético del escenario de referencia implica un incremento de las emisiones de gases de

Figura 1. Evolución prevista de los precios del petróleo (dólares por barril).



Fuente: World Energy Outlook 2010. AIE.

efecto invernadero del 45% durante el periodo 2008-2035, alejándose mucho de la reducción necesaria para limitar el incremento de la temperatura global a 2 °C (del 25% para ese mismo periodo). En este sentido, existe un consenso generalizado a escala internacional –basado en el análisis del IPCC– sobre la necesidad de reducir las emisiones globales de gases de efecto invernadero (GEI) al menos un 50% en 2050 frente a los niveles de 1990 para evitar un incremento de temperatura superior al mencionado.

Desde el punto de vista social, el modelo energético vigente no permite el acceso a formas avanzadas de energía (principalmente electricidad) a 2.000 millones de personas, con las implicaciones negativas que ello tiene en términos de desarrollo humano y potencial de crecimiento económico futuro.

Teniendo en cuenta este diagnóstico, las soluciones al modelo energético pasan de acuerdo con todos los análisis internacionales por reducir la dependencia de la economía de los combustibles fósiles y las emisiones de GEI. Para ello, existen fundamentalmente dos grandes bloques de medidas: de demanda y de oferta. Las primeras consisten, en general, en actuaciones encaminadas a mejorar la eficiencia energética y a reducir el consumo de energía, fundamentalmente en los usos finales –reduciendo el consumo energético en iluminación, calefacción y refrigeración, desplazamientos, etc.–. Las medidas de oferta suponen la creciente implantación de tecnologías que permitan la descarbonización del mix energético, siendo predominantes

las actuaciones encaminadas a fomentar las energías renovables, la energía nuclear y la captura y almacenamiento de CO₂ (comúnmente se hace referencia a CAC, en sus siglas en español, y CCS, en sus siglas en inglés).

Existe un consenso generalizado entre los análisis de prospectiva energética internacionales sobre el papel de la eficiencia energética como principal medida para afrontar los retos del modelo energético. De hecho, la Agencia Internacional de la Energía (AIE), estima que más del 60% de la reducción de emisiones de GEI necesaria en el horizonte 2020 para alcanzar el escenario 450 ppm⁵ proviene de las medidas de eficiencia en usos finales. Dicho escenario, es el que contempla limitar el incremento de la temperatura a 2 °C, suponiendo el desarrollo de

políticas de mitigación de emisiones muy ambiciosas y el establecimiento a nivel global de objetivos de reducción de emisiones en línea con las recomendaciones del IPCC⁶.

Junto a esto, la AIE también señala que se producirá una progresiva electrificación del sector energético. Así, en su escenario de “Nuevas políticas” en el WEO 2010, considera que el crecimiento anual de la demanda de electricidad será del 2,2%, un punto por encima del crecimiento anual de la demanda global de la energía hasta 2035.

Teniendo en cuenta la creciente electrificación de la economía, y el papel del sector eléctrico en las medidas de oferta y de demanda planteadas para hacer frente a los retos del modelo energético, un análisis prospectivo centrado en su evolución se

Figura 2. Principales soluciones al modelo energético actual y consecuencias derivadas.

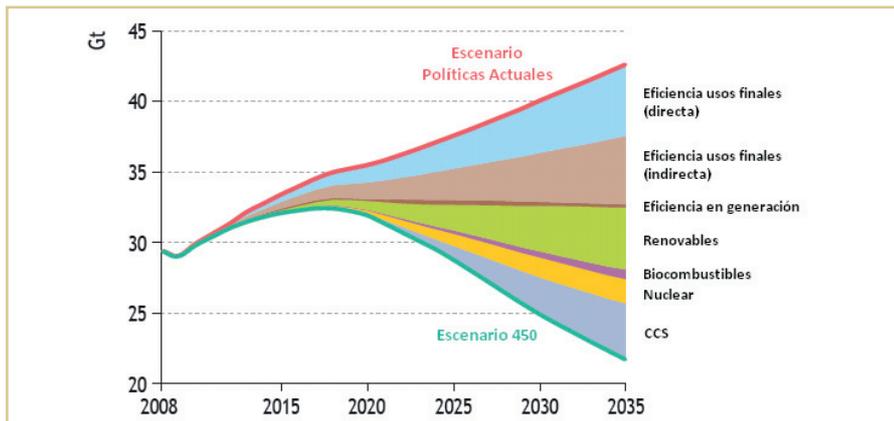


Fuente: Elaboración propia.

⁵ Hace referencia a la concentración de gases de efecto invernadero medida en partes por millón.

⁶ El Panel Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático de Naciones Unidas (IPCC, en sus siglas en inglés) es un grupo de científicos internacionales de reconocido prestigio que aconseja y proporciona información sobre el fenómeno del cambio climático a los responsables políticos. El IPCC no lleva a cabo investigación científica por sí mismo, pero revisa gran parte de la literatura científica relativa al cambio climático, resumiendo el “estado del arte” en los Informes de Evaluación que se publican cada cinco años aproximadamente.

Figura 3. Contribución de cada opción tecnológica a la reducción de emisiones del escenario 450 ppm.



	2020		2030		2035	
	Mt CO ₂	%	Mt CO ₂	%	Mt CO ₂	%
Eficiencia usos finales	2.345	67%	7.097	47%	9.823	47%
Eficiencia en generación	105	3%	302	2%	209	1%
Renovables	630	18%	3.171	21%	4.389	21%
Biocombustibles	35	1%	453	3%	627	3%
Nuclear	245	7%	1.359	9%	1.672	8%
CCS	70	2%	2.567	17%	3.971	19%
Mitigación total	3.500	100%	15.100	100%	20.900	100%

Fuente: World Energy Outlook 2010. AIE.

constituye como un elemento básico de cara al futuro del sector energético.

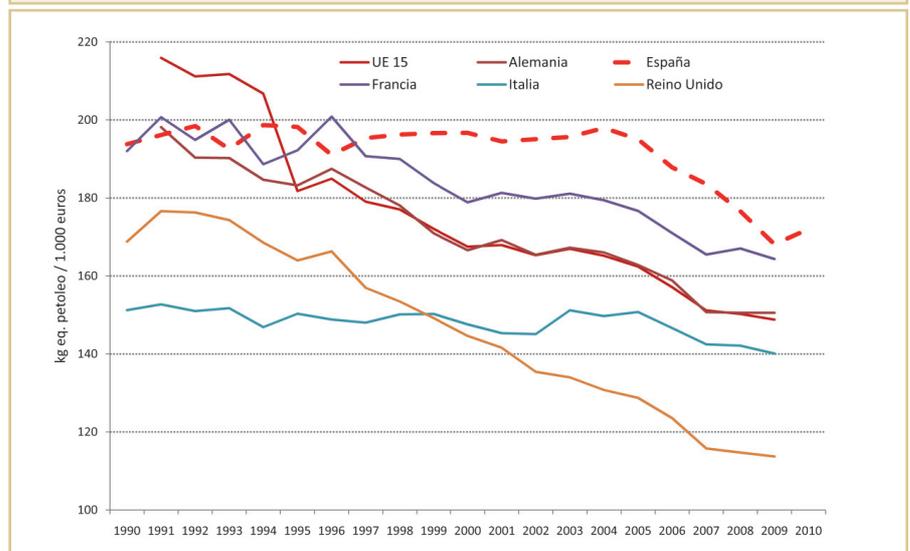
3. Situación de la energía en España en el contexto de la UE

El análisis del sector energético español presenta rasgos que plantean importantes retos para su sostenibilidad ambiental y económica. A diferencia de lo ocurrido en el contexto europeo, España registró un consumo de energía creciente desde los años noventa y no mostró avances significativos en cuanto a mejoras de la eficiencia energética hasta 2004. Así, la intensidad energética⁷ en España se ha mantenido estable

desde 1995 hasta 2004 mientras que la UE 15 ha registrado una tendencia marcadamente decreciente desde comienzos de los noventa. Además, en 2010, la mejora en términos de intensidad energética iniciada en 2004 se ha visto interrumpida con el incremento registrado por esta variable.

El consumo de energía final en España está basado fundamentalmente en productos petrolíferos, que representan el 59% del total, lo que se debe en gran medida al elevado peso del transporte, que supone un 40% de éste y cubre más del 90% de sus necesidades energéticas a base de combustibles fósiles. No obstante, la electricidad ha ido ganando peso, pasando de suponer el 15% del consumo de energía final en 1980 al 22% en 2009. El crecimiento del consumo energético, se ha visto impulsado por el sector de la edificación y el transporte, que entre los dos suponen casi el 70% del consumo de energía final y registraron un fuerte crecimiento hasta 2008 de la mano de la expansión económica.

Figura 4. Evolución de la intensidad energética en España vs. UE 15.



Fuente: MITyC.

⁷ La intensidad energética de una economía es el cociente entre el consumo de energía y el valor de los bienes y servicios producidos (PIB). Es decir es la cantidad de energía, normalmente expresada en ktep, utilizada para producir 1.000 euros de PIB.

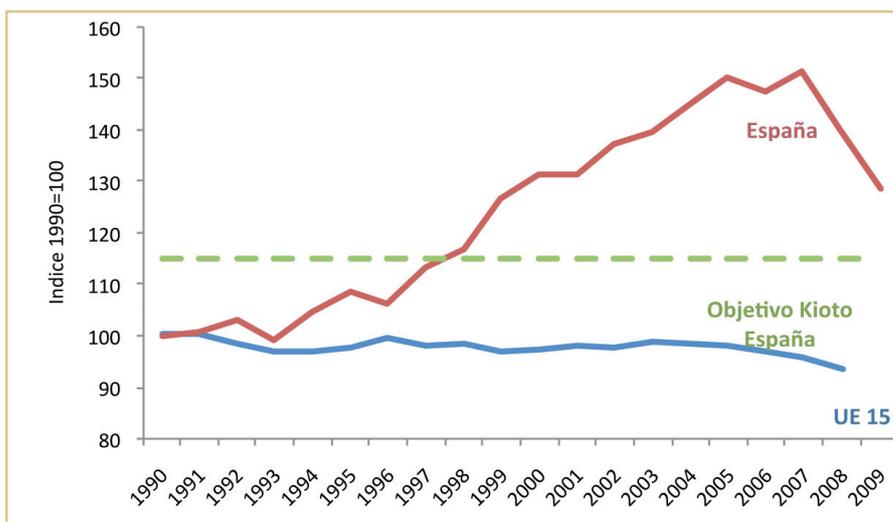
Esta evolución ha contribuido decisivamente al crecimiento de las emisiones, cuya trayectoria se ha ido alejando del objetivo asumido en el Protocolo de Kioto hasta 2008, cuando se inició un descenso, acentuado en 2009 por el fuerte ajuste derivado, fundamentalmente, de la crisis económica, que se ha puesto de manifiesto con un descenso en todos los agregados de oferta del PIB en ese año. Teniendo en cuenta que la reducción del PIB ha sido muy inferior a la reducción registrada por las emisiones se podría decir que desde 2008 se ha producido una reducción de la intensidad de CO₂ de la economía española.

Sin haberse cerrado hasta la fecha los balances oficiales de emisiones para 2010, los datos disponibles parecen confirmar la continuidad en la senda de reducción de emisiones en España. Una muestra de ello es el dato de las emisiones totales de los sectores sujetos al comercio de derechos de emisión (aproximadamente la mitad de las emisiones españolas), que ha registrado una disminución del 11,3% en 2010 respecto al año anterior.

Otro rasgo característico del sector energético es su elevada dependencia energética del exterior, de forma que el 80% de las necesidades energéticas de España se cubren con importaciones, principalmente de combustibles fósiles, cifra muy superior a la de la media de la UE que se sitúa alrededor del 50%. Ello no sólo supone riesgos en términos de seguridad energética sino también en términos de competitividad, ya que hace más vulnerable a España ante shocks de los precios energéticos internacionales o su previsible evolución futura al alza en relación al conjunto de la UE.

En general, como se aprecia al comienzo de este apartado en el gráfico de evolución del consumo de energía final, el conjunto

Figura 5. Evolución de las emisiones de CO2 en España vs. UE (1990 = 100).

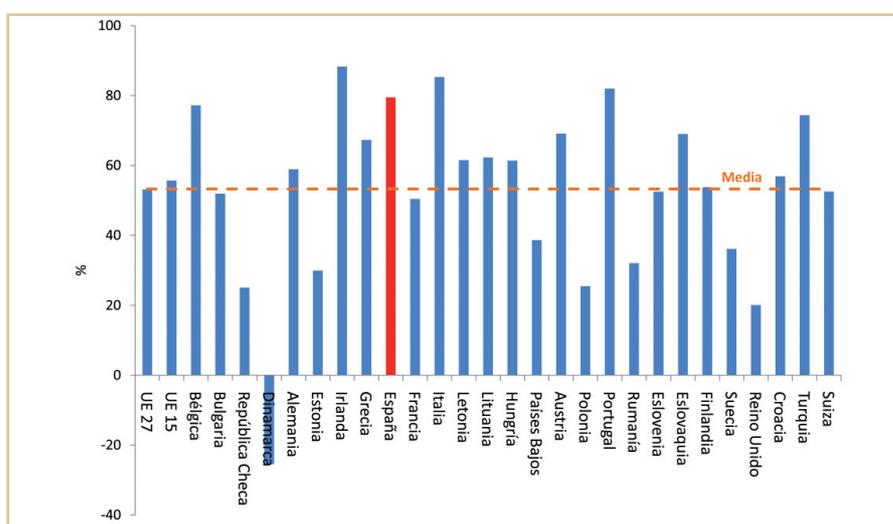


Fuente: EUROSTAT y MMAMR.

de la economía española muestra una tendencia clara a la electrificación, que se confirma en el análisis por sectores. Así, entre 1995 y 2009, el consumo de electricidad en la industria, el transporte y usos diversos (residencial, comercial, institucional...)

se ha incrementado en un 44,0%, 72,8% y 89,5%, respectivamente. Esta tendencia se ve refrendada, en el caso español, por el recientemente presentado borrador de Plan de Energías Renovables 2011-2020 y, a nivel internacional, por el análisis prospec-

Figura 6. Dependencia energética del exterior (%).



Fuente: EUROSTAT.

tivo de la AIE en su WEO 2010, donde también se pone de manifiesto la tendencia a la electrificación del sector energético global.

El papel del sector eléctrico en la sostenibilidad del conjunto del sector energético va más allá de su creciente peso. Su madurez tecnológica hace que cuente con muchas de las opciones de mitigación de emisiones más eficientes, tanto por el lado de la oferta (energías renovables) como por el lado de la demanda (mejoras de eficiencia energética en climatización, iluminación, transporte etc.). La Comunicación de la Comisión Europea de 26 de mayo de 2010, "Analysis of options to move beyond 20% greenhouse gas emission reductions and assessing the risk of carbon leakage", concedía de forma explícita un papel básico al sector eléctrico a la hora de alcanzar para la UE un objetivo de reducción de emisiones del 30% en 2020, a través de inversiones en generación eléctrica baja en emisiones y medidas de eficiencia energética.

En este contexto, el sector eléctrico en España ha contribuido en los últimos años de forma decisiva a la sostenibilidad ambiental del conjunto de la economía a través de la promoción de las energías renovables y tecnologías de generación de electricidad convencionales más eficientes y menos intensivas en emisiones de gases de efecto invernadero, tales como los ciclos combinados de gas natural en sustitución de las centrales de carbón. Una muestra de ello ha sido la reducción de la intensidad de emisiones del sistema eléctrico español que ha pasado de 0,42 Mton CO₂/MWh en 1995 a 0,29 Mton CO₂/MWh en 2009.

Así, el marco regulatorio de apoyo a las renovables, el esfuerzo inversor del sector empresarial renovable y la creciente con-

cienciación ambiental de la sociedad española han fomentado un fuerte crecimiento de las energías renovables en los últimos quince años. Estas energías han pasado de realizar una contribución del 14% en 1995 a la producción eléctrica (casi totalmente debido a la contribución de la hidráulica convencional) a suponer el 30% de la generación de electricidad en 2010 y alcanzar una potencia instalada acumulada de 40.488 MW en diciembre de 2010.

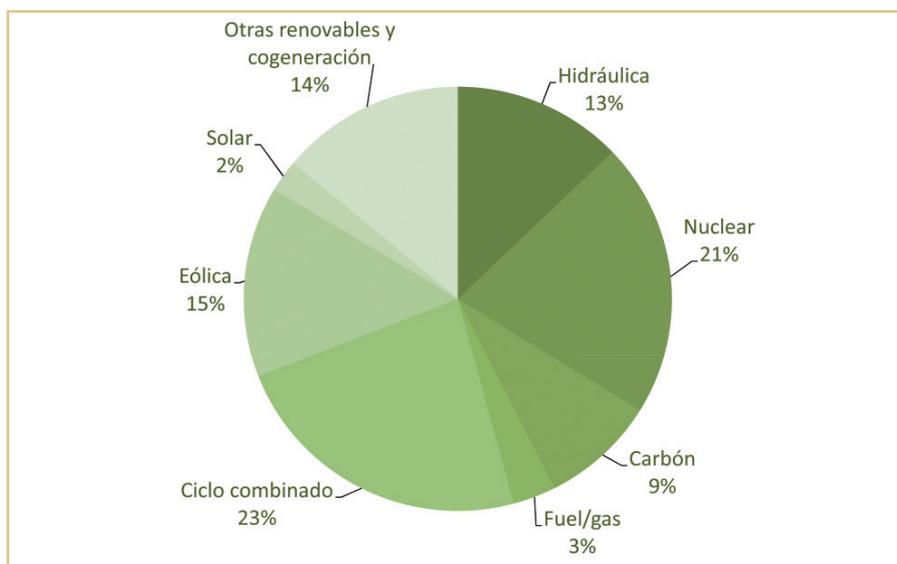
La elevada participación de las renovables en el mix eléctrico en 2010 ha permitido importantes ahorros en términos de menores importaciones de productos petrolíferos y menores emisiones de CO₂. Tal y como se ilustra a continuación, los ahorros por estos dos conceptos han superado para este año los 5.000 millones de euros.

No obstante, más allá de los importantes ahorros económicos derivados del menor consumo de productos petrolíferos y

las menores emisiones por la producción eléctrica de origen renovable en 2010, también hay que tener en cuenta el volumen de apoyos económicos dedicados a estas tecnologías. Para ilustrar la relación entre los apoyos económicos recibidos por cada una de ellas y la producción que han aportado al sistema eléctrico en 2010 puede resultar de utilidad el gráfico 8, en el que se representa para cada tecnología la prima equivalente media recibida y la energía producida, incluyéndose a su vez el volumen total de apoyo recibido, apreciándose importantes diferencias. Por ejemplo, en el caso de la eólica se pone de manifiesto una elevada producción y una reducida prima equivalente (menos de 50 €/MWh), que supone 1.960 M€ de apoyos en 2010.

El desarrollo renovable en España ha sido objeto de valoraciones positivas a nivel internacional. Sin embargo, la senda de potencia renovable instalada ha registrado un

Figura 7. Estructura del mix de generación eléctrica en 2010.



Fuente: REE.

Tabla 1. Ahorros económicos derivados de la producción eléctrica de origen hidráulico, eólico y solar en 2010⁸.

	Ahorro energético [[Mtep]	Valoración ahorro energético [M€]	Derechos de emisiones [MtCO ₂]	Valoración derechos de emisiones [M€]	Total ahorro económico [M€] ⁹
Hidráulica	3,3	1.916	13,3	239	2.156
Eólica	3,7	2.167	15	271	2.438
Solar	0,6	367	2,5	46	413
Total	7,6	4.451	31	556	5.007

Fuente: Elaboración propia.

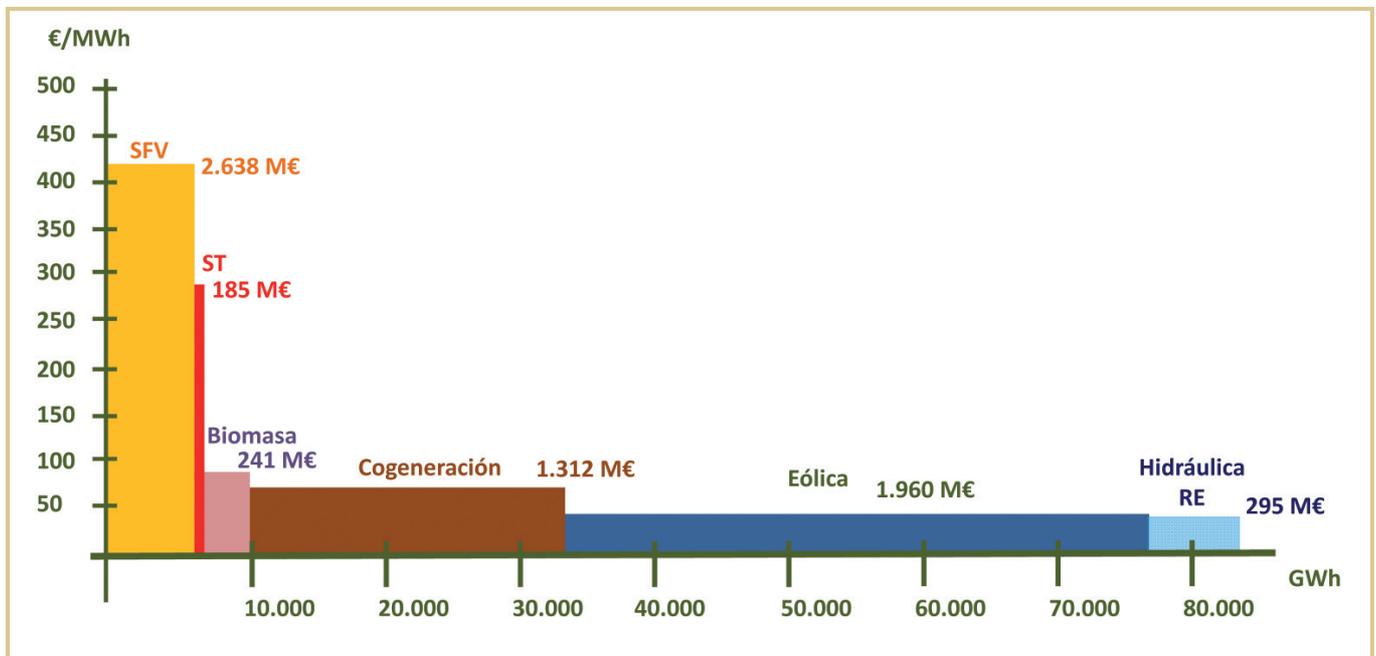
crecimiento muy rápido, que incluso podría considerarse descontrolado en el caso de tecnologías como la solar fotovoltaica. Esta última ha tenido el mayor crecimiento porcentual, con un incremento anual medio de

su potencia del 68,7% desde 1994 (alcanzando en 2010 una potencia nueve veces superior al objetivo), aunque la tecnología predominante –con la mayoría de la potencia renovable sin contar con la hidráulica tra-

dicional– es la eólica, que en diciembre de 2010 alcanzaba 19.387 MW, aproximadamente un 80% de las renovables no hidráulicas. La biomasa ha registrado una evolución no muy satisfactoria y la mini hidráulica ha tenido cierto crecimiento pero más reducido que la solar fotovoltaica o la eólica.

Junto con el crecimiento renovable, la evolución del conjunto del balance de producción eléctrica muestra una tendencia a la descarbonización, con la reducción del peso de la generación a base de carbón y la incorporación al mix de los ciclos combinados de gas natural a partir de 2002, una tecnología eficiente y con reducidas emisiones que juega un papel crucial en la cobertura de la demanda eléctrica.

Figura 8. Generación y coste total por tecnologías del Régimen Especial.

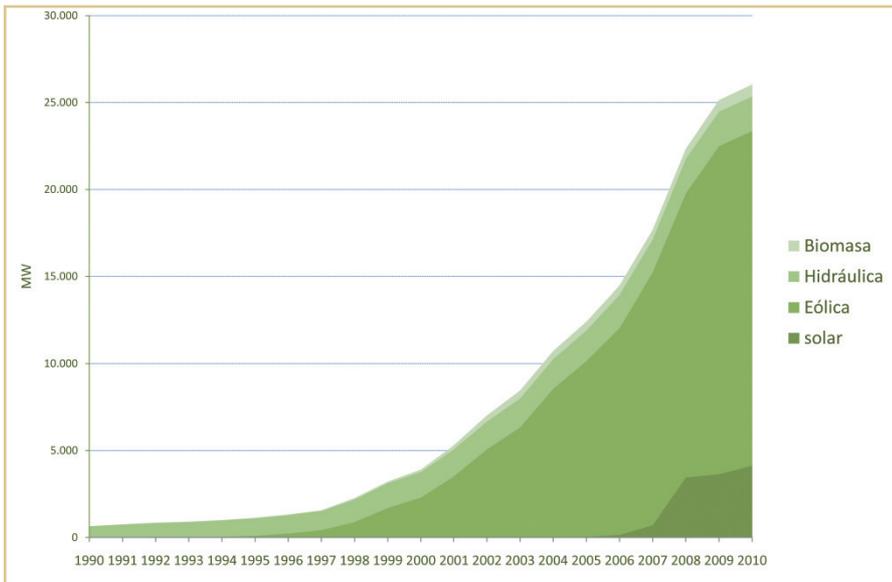


Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE.

⁸ Se considera un precio de la energía de 586,5€/tep, equivalente a 85,6€/barril. La valoración del ahorro económico en términos de emisiones de CO₂ se ha realizado considerando que las energías renovables sustituyen energía proveniente de un ciclo combinado de gas natural y un valor de los derechos de emisión de CO₂ de 18 €/tonelada.

⁹ Estos ahorros no consideran los apoyos económicos que reciben estas tecnologías en el marco del régimen especial.

Figura 9. Evolución de la potencia de las principales tecnologías renovables del régimen especial.

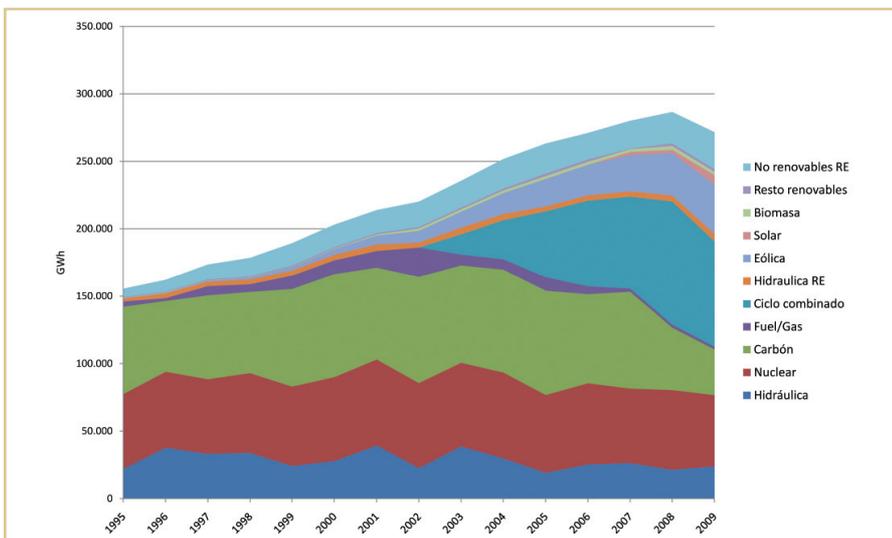


Fuente: CNE.

Por el lado ambiental, al ser energías no emisoras, el crecimiento de la producción renovable ha reducido la intensidad de emisiones de CO₂ del sector eléctrico, constituyéndose como un elemento básico

para el cumplimiento de los objetivos de reducción de emisiones. Junto con las mejoras en estos dos aspectos, teniendo en cuenta la elevada dependencia exterior, la creciente producción eléctrica con energías

Figura 10. Evolución de la cobertura de la demanda eléctrica peninsular.



Fuente: Elaboración propia en base a datos de REE.

autóctonas refuerza la seguridad energética, minimizando el impacto en caso de que se produjeran shocks de precios o eventuales interrupciones de suministro de estas materias primas en los mercados internacionales. Ello podría haber tenido un impacto plenamente positivo sobre la competitividad de la economía española, que se ha visto mitigado por el elevado coste para el sistema eléctrico, derivado del creciente volumen de apoyos ligados al crecimiento descontrolado de la tecnología solar.

El crecimiento de las energías renovables se ha visto reflejado en los costes para sistema eléctrico. De hecho, las renovables han pasado de ser una partida menor en los costes regulados del sector eléctrico a ser la mayor en 2010, suponiendo un 39,1% de los costes regulados y un 23,0% de los costes totales. Si bien el desarrollo renovable en España puede ser considerado como un ejemplo de éxito a nivel internacional, puede destacarse como elemento negativo el descontrol en el ritmo de implantación de las tecnologías solares, que superaron con creces el objetivo establecido. Su crecimiento exponencial en los últimos años ha hecho que en 2010 estas tecnologías a pesar de suponer únicamente alrededor del 2,6% de la producción del sistema eléctrico, representaron casi el 15,6% del coste de producción del mismo. Un caso diferente es el de la energía eólica, que muestra un peso sobre el coste total de producción del sistema eléctrico en línea con su participación en la producción.

4. Análisis prospectivo

4.1. Objetivos generales del modelo energético

El suministro de energía es esencial para el funcionamiento de nuestra sociedad, tanto como elemento de consumo para el ámbito doméstico como factor de producción de utilización general, que puede llegar a

representar una de las claves de la competitividad de muchos sectores económicos. En este contexto, el ejercicio de planificación energética debe realizar una rigurosa labor de predicción de los distintos componentes del sector energético por el lado de la demanda y de la oferta así como un análisis de las distintas opciones para hacer frente a las necesidades energéticas de forma sostenible, competitiva y segura.

En el marco español, teniendo en cuenta las características de su sector energético y de su economía, los objetivos que debe marcarse la política energética serían los siguientes:

- Garantía de suministro. El correcto funcionamiento de la economía requiere un suministro energético garantizado en todo momento.
- Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Los compromisos actuales en materia de cambio climático así como los que previsiblemente se establecerán en el futuro justifican la necesidad de avanzar en este ámbito, en el que España tiene todavía mucho camino por recorrer.
- Eficiencia económica. El carácter transversal del recurso energético hace necesario disponer de un suministro a coste razonable para no poner en peligro la competitividad de la economía.
- Reducción de la dependencia exterior. La importancia de este objetivo proviene de la elevada dependencia exterior de la economía española que cubre un 80% de sus necesidades energéticas con su-

ministros que provienen del exterior, lo que implica una elevada vulnerabilidad en términos de riesgo de precio y garantía de suministro.

- Contribución al crecimiento de la economía española. La configuración del modelo energético debería contribuir a equilibrar la balanza comercial, así como al desarrollo industrial y la creación de empleo.

Las propuestas de mix que presenten en el ejercicio de planificación deberán tener en cuenta estos objetivos.

4.2. Condicionantes del entorno

Un análisis prospectivo para el sector energético español tiene que partir del análisis del entorno dentro del que los agentes desarrollarán su actividad.

Desde el punto de vista global, los objetivos en materia de lucha contra el cambio climático condicionarán las decisiones de inversión. En la actualidad, bajo el Protocolo de Kioto, España ha asumido el compromiso de limitar su incremento global de las emisiones de CO₂ a un máximo del 15% en 2012 respecto a 1990.

Más allá de Kioto, habrá que ver si se consolidan los avances de la COP¹⁰ de Cancún –donde se asumía el compromiso de no aumentar la temperatura global en más de 2 °C y se indicaba la necesidad de avanzar para que haya un máximo de emisiones en 2020 y una senda de reducción ambiciosa, que implique una reducción superior al 50% en el horizonte 2050–, y se alcanza en la COP de Durban en diciembre de

2011 un acuerdo que permita establecer objetivos de reducción de emisiones vinculantes por países.

En el ámbito europeo, en el horizonte 2020, la envolvente para las políticas energéticas europeas parte de los objetivos "20/20/20", aprobados en el Consejo Europeo de primavera de 2007, que plantean para dicho año una mejora de la eficiencia energética del 20%, una reducción de emisiones de CO₂ del 20% respecto a las de 1990 y un objetivo de participación de renovables del 20% en el conjunto del consumo de todos los tipos de energía final.

Para dar continuidad a estos ejes estratégicos y contribuir a la consecución de los objetivos a 2020, se han marcado las principales líneas de actuación por la Estrategia 2020 para una energía competitiva, segura y sostenible, que plantea actuaciones en torno a cinco ámbitos de actuación:

- Eficiencia energética: Las medidas se concretan en el Plan de Acción de eficiencia energética 2020 y se centran en los sectores donde es más necesaria su aplicación: transporte y edificios.
- Mercado: Las medidas en este ámbito tienen como objetivo avanzar en la liberalización del sector (y en la libertad de movimiento de la energía), para lo que es necesario realizar importantes inversiones en infraestructuras (interconexiones), eliminar barreras a la competencia que persisten en algunos estados miembros, monopolios de hecho y tarifas reguladas.
- Protección a los consumidores: Las actuaciones van enfocadas a mejorar la

¹⁰ La Conferencia de las Partes (COP, por sus siglas en inglés) es el órgano de decisión de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), e incluye todos los países que forman parte de la convención. En las reuniones mantenidas en el seno de la COP, con carácter anual habitualmente, se trabaja para avanzar en la consecución de compromisos globales en materia de lucha contra el cambio climático y se analizan los esfuerzos realizados en este ámbito por los diversos integrantes de la comunidad internacional.

información, especialmente en el caso de los domésticos, abordándose incluso aspectos relativos a la seguridad física del consumidor.

- I+D: La UE no logrará sus objetivos si no hay un cambio tecnológico. El desarrollo de nuevas tecnologías es más rápido y eficiente si se realiza colaborando a nivel europeo.
- Política exterior: Es otro de los aspectos más importantes, desde que en la primera revisión estratégica del año 2007 se estableciera que en el exterior había que hablar con una "sola voz".

Más allá de 2020, el marco de la política energética europea proviene de la Hoja de ruta para una economía competitiva y baja en carbono en 2050, presentada por la Comisión Europea en marzo de 2011, que plantea el objetivo comunitario de reducir un 80-95% las emisiones de gases de efecto invernadero en 2050, estableciendo una senda de disminución de emisiones a lo largo de todos los sectores de la economía, dentro de los que el sector eléctrico deberá jugar un papel determinante pues se marca como objetivo su descarbonización total en 2050.

4.3. Perspectivas de demanda de electricidad

En los ejercicios de prospectiva eléctrica, habitualmente, se suele hacer hincapié en la caracterización de la estructura de generación bajo distintos escenarios, incluyendo también el análisis de las distintas tecnologías de generación consideradas, e incluso las necesidades en términos de infraestructuras. La demanda de electricidad suele introducirse como un elemento exógeno,

Tabla 2. Objetivos sectoriales de reducción de emisiones de CO₂ propuestos por la Comisión Europea para el horizonte 2050 (año base: 1990)

	2005	2030	2050
Total	-7%	-40% a -44%	-79% a -82%
Sector eléctrico	-7%	-54% a -68%	-93% a -99%
Industria	-20%	-34% a -40%	-83% a -87%
Transporte ¹¹	+30%	+20% a -9%	-54% a -67%
Residencial y servicios	-12%	-37% a -53%	-88% a -91%
Agricultura ¹²	-20%	-36% a -37%	-42% a -49%
Otras emisiones diferentes de las de CO ₂ .	-30%	-72% a -73%	-70% a -78%

Fuente: Hoja de Ruta hacia una economía competitiva y baja en carbono en 2050. Comisión Europea.

asociado a un determinado escenario de crecimiento económico, que se cubre en base al análisis anterior.

En este sentido, aunque en el análisis prospectivo realizado en este documento se focaliza en el análisis desde el punto de vista de la oferta, también se darán algunas pinceladas sobre elementos a considerar a la hora de abordar el análisis de la demanda. Así, el objetivo de este apartado consiste en presentar unas reflexiones generales sobre los elementos que debe contener un análisis prospectivo de la demanda de electricidad. Básicamente se analizarán de forma muy resumida los condicionantes de la demanda de electricidad en los dos grandes bloques que la componen: el consumo de los hogares y el consumo en el sector productivo (industria, servicios,...). Junto a esto, se incluye un apartado dedicado al impacto sobre consumo eléctrico de uno de los principales hitos del sector transporte, el vehículo eléctrico que, como se ilustrará con unos sencillos cálculos en base a escenarios de la AIE, representará un crecimiento muy moderado de la demanda de electricidad en el horizon-

te 2030 (a pesar de suponer una reducción importante del consumo de petróleo).

Por último, teniendo en cuenta los análisis prospectivos sobre la demanda de electricidad realizados por diversos organismos nacionales e internacionales se tomará una cifra de demanda eléctrica para 2020 que servirá de base para definir un escenario alternativo al presentado por la *Subcomisión de Análisis de la Estrategia Energética Española para los próximos 25 años*.

4.3.1. La demanda eléctrica en hogares

El consumo nacional eléctrico en hogar es el resultado de la agregación de sus unidades básicas de consumo, los hogares. Un ejercicio de previsión en este ámbito, debería partir de la estimación del consumo de cada hogar. A través de previsiones sobre el número de hogares futuros y su consumo energético se establecerá una previsión del consumo eléctrico. Con el objeto de simplificar el modelo se podría asumir que hogares de características similares tienen un consumo similar. Por ca-

¹¹ Incluye aviación pero no considera transporte marítimo.

¹² Emisiones de gases distintos del CO₂.

racterísticas similares se hace referencia a aquellos factores que afectan al consumo del hogar (miembros del hogar, relación entre éstos, ubicación geográfica, equipamiento, etc.).

Una vez obtenida la caracterización de los hogares a analizar, el número de hogares de cada tipo y en cada Comunidad Autónoma (CA) dependerá de tres variables, no independientes entre sí:

- Evolución de la población nacional.
- Evolución del tamaño medio del hogar.
- Evolución de cada tipo de hogar.

Respecto de la proyección del consumo medio de electricidad por hogar, ésta dependerá de varios factores entre los que se destacan los siguientes:

- Medidas de ahorro energético en hogar (implantación de bombillas más eficientes, electrodomésticos de bajo consumo, uso de la climatización, etc.).
- Equipamiento del hogar, especialmente de aquellos electrodomésticos de mayor consumo eléctrico.
- Precio de la electricidad.
- Renta per cápita.

Evolución de la población

En relación a la evolución de la población, sería recomendable utilizar como punto de partida las previsiones realizadas por el Instituto Nacional de Estadística (INE), tanto a corto como a largo plazo.

En relación a las tendencias observadas en los escenarios del INE en esta década se

aprecia que los hogares unipersonales aumentarán, aunque en mayor medida aquellos formados por una persona de menos de 65 años. Las parejas sin hijos o con un hijo seguirán aumentando, mientras que las parejas con dos o más hijos caen en número. También aumentan ligeramente los hogares formados por un solo adulto con hijos.

Equipamiento del hogar

Los datos más actualizados de equipamiento en hogar los ofrece INE a través de la Encuesta de Presupuestos Familiares (EPF) y corresponden al año 2005. Además, el Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (IDAE) proporciona el peso que cada equipo tiene sobre el consumo eléctrico de un hogar medio. Las cifras mostradas por INE para los años 2000 y 2005 permiten estimar el incremento medio anual en el equipamiento de los hogares.

A partir de las cifras de incremento medio anual por tipo de equipo, se podría estimar el equipamiento de los hogares en 2020 y 2030. Dado un periodo y una CA, en un se-

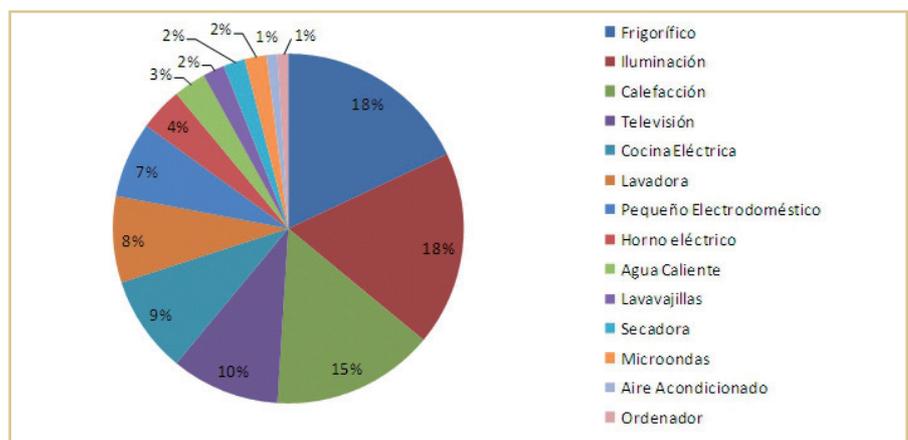
gundo paso se calcula el incremento medio del equipamiento, ponderando los incrementos de cada equipo por su peso en el consumo eléctrico del hogar. El incremento medio del equipamiento así obtenido se pueden interpretar como el incremento de consumo eléctrico por hogar.

Obtenida la relación entre el cambio en el equipamiento de los hogares y el incremento porcentual de consumo eléctrico, se podrían realizar ejercicios de sensibilidad.

El impacto de las medidas de eficiencia energética

Como se ha visto en el diagnóstico realizado sobre el modelo energético, la eficiencia energética se constituye como un elemento básico para afrontar los retos en materia de sostenibilidad económica y ambiental. De ahí la importancia de incluir este tipo de medidas y estimar su impacto a la hora de realizar previsiones de la demanda eléctrica a futuro. En términos generales, y de forma simplificada, las medidas de eficiencia ener-

Figura 11. Distribución del consumo eléctrico en un hogar según equipamiento.



Fuente: IDAE.

gética se podrían agrupar en tres grandes bloques:

- Impulso en la venta y adquisición de equipamiento eficiente: bombillas de bajo consumo, electrodomésticos de gama blanca clase A++, etc.
- Buenas prácticas dentro del hogar: apagar luces, no mantener encendidos dispositivos en "stand-by", uso responsable del termostato, etc.
- Mejoras en términos de climatización de los hogares, tanto nuevos como rehabilitados: cristales aislantes, placas solares, etc.

En términos generales, todos los análisis prospectivos coinciden en señalar que las medidas de eficiencia energética adoptadas reducirán el consumo energético en los hogares frente a los escenarios de referencia. En este sentido, el PANER 2011-2020 remitido por el Gobierno a la Comisión Europea cifra este ahorro energético en el 11% para el año 2020 para el sector residencial y de servicios, y la OCDE¹³ estima una disminución del consumo eléctrico en hogares del 12,4% para el año 2030. La Comisión Europea¹⁴ indica, en un escenario conservador, una reducción del consumo eléctrico en hogar cercana al 16% para 2020 y del 35% en 2030; mientras que en un escenario más intensivo en políticas que fomenten la eficiencia estos dos valores alcanzan el 28 y 60%. Así, diferentes organismos muestran valores dispares.

Para realizar la estimación del ahorro eléctrico medio por hogar se debería utilizar la información disponible sobre el peso de cada equipo sobre el consumo eléctrico en el hogar y su margen de ahorro. Sin embargo, para evaluar el efecto global sobre el

consumo eléctrico hay que tener en cuenta la proporción de hogares que implementan las diferentes políticas de ahorro.

4.3.2. La demanda de electricidad en el sector productivo

El consumo eléctrico del sector productivo es la agregación de los consumos realizados en cada una de las ramas de actividad.

Una forma de abordar el análisis sectorial del consumo eléctrico sería descomponiendo por sus diferentes causantes, donde tradicionalmente se identifican dos: la producción económica y la intensidad. La primera se mide a partir del Valor Añadido Bruto (VAB) y la segunda mediante el consumo eléctrico por unidad de producción. Teniendo en cuenta esta configuración del modelo, para estimar el consumo eléctrico del sector productivo sería necesario:

- Disponer una previsión del VAB nacional.
- Estimar el peso futuro de cada sector dentro del tejido productivo.
- Estimar la intensidad prevista para cada sector.

Para la previsión del VAB nacional se encuentran disponibles las previsiones de crecimiento realizadas por diferentes organismos e instituciones, tanto nacionales como internacionales, en el corto y largo plazo. Las estimaciones del peso en la economía de cada sector y de su intensidad se podrían realizar utilizando alguna de las múltiples técnicas de previsión de carácter estadístico o econométrico (ej. metodología tendencial). Se puede obtener el consumo eléctrico previsto una vez que se disponga del valor futuro de VAB, del peso

de cada sector en la economía y de su intensidad.

Evolución de la estructura sectorial del VAB

El análisis sectorial del VAB español para el periodo que va de 2000 a 2008 muestra como las agrupaciones sectoriales de *Agricultura, ganadería y pesca*, *Energía e Industria* han perdido peso de forma constante a lo largo de la presente década. El peso de la Construcción en la economía nacional creció hasta el año 2006 para, posteriormente, ir perdiéndolo. Servicios es la única agrupación sectorial que ha ido incrementando su peso durante esta década de forma continuada. De cara a un análisis de demanda, cabría esperar que estas pautas observadas se mantengan en el futuro.

Partiendo de la evolución de la estructura sectorial durante el periodo 2000-2008, se podría aplicar cualquier metodología econométrica de previsión para prever el peso de cada sector en el horizonte 2020 y 2030.

Por ejemplo, la aplicación de la metodología tendencial¹⁵ en relación a la evolución del VAB de la industria, mostraría una reducción de su peso en el horizonte 2030, si bien habrá que tener en cuenta las diferencias por subsector (por ejemplo, *la Industria de alimentación, bebidas y tabaco* registra un crecimiento de su VAB en el periodo considerado frente a una reducción registrada por la industria textil y de la confección).

En el ámbito de los servicios, se observa como durante el periodo 2000-2008 han incrementado globalmente su peso en la economía debido fundamentalmente al comportamiento de su componente *Comercio y Servicios*, que supone más de un

¹³ Infrastructure to 2030: telecom, land transport, water and electricity, 2006.

¹⁴ Energy Efficiency Trends and Policies in the Industrial Sector in the EU-27, septiembre 2009.

50% del sector. *Transporte y Hostelería* han reducido de forma lenta y constante su participación en el sector *Servicios*, mientras que *Administración* mantiene su peso durante el periodo de análisis.

Si se utilizara una metodología tendencial de previsión habría que tener en cuenta que las previsiones del peso de los sectores de servicios realizadas son bastante conservadoras respecto de los valores actuales.

Evolución de la intensidad energética

El análisis de la intensidad y su proyección para cada agrupación sectorial y sector industrial se podría realizar de forma análoga a la llevada a cabo en el punto anterior para el peso sectorial en la economía. En este caso, se dispondría para cada sector de la intensidad (kWh/euro) durante el periodo 2000-2008, que permitirá estimar la intensidad para los años 2010, 2020 y 2030 por medio de la metodología proyectiva tendencial.

Según la evolución tendencial, se aprecia que un buen número de sectores registran una reducción de su intensidad de electricidad en el periodo 2008-2030, siendo especialmente por su importancia, la reducción registrada en el sector de *Comercio y servicios* (-28,9%) y en el sector *Construcción* (-25,5%). La *Industria* por su parte registra un incremento del 3,7% en su intensidad en el horizonte 2030, impulsada por el incremento en la intensidad de la *Industria del papel, edición y artes gráficas* (21,2%) y *Metalurgia y productos metálicos* (18,4%).

De forma general, se podría concluir que la progresiva terciarización de la economía (con la reducción del peso de sectores muy intensivos en energía, tales como industria o cons-

trucción) unida a las mejoras de eficiencia energética dentro de cada sector podrán inducir importantes reducciones de consumo eléctrico en el horizonte 2030 frente a un escenario de referencia. Dichas reducciones se verían agravadas si se considera un escenario de crecimiento económico pesimista.

4.3.3. El vehículo eléctrico y la demanda de electricidad

Para identificar la demanda eléctrica derivada del transporte ligero en el horizonte temporal 2010-2030 se centrará la atención en los vehículos eléctricos puros (BEVs, en sus siglas en inglés) y los vehículos eléctricos híbridos enchufables (PHEVs, en sus siglas en inglés). Ambos generan la fuerza motriz a partir de un motor eléctrico alimentado con baterías. En los PHEVs las baterías pueden recargarse mediante un motor de explosión o enchufándose en puntos de recarga distribuidos por ciudades y carreteras. Los BEV sólo permiten la recarga de la batería desde dispositivos externos. A efectos de previsión de demanda eléctrica derivada de la implantación del vehículo eléctrico, ambos tipos de vehículos quedarán englobados bajo la denominación de vehículos eléctricos (EV, en sus siglas en inglés).

Para ilustrar el impacto futuro de la implantación del vehículo eléctrico sobre la demanda se ha tenido en cuenta el escenario verde incluido en el Energy Technology Perspectives 2010 de la AIE, que incluye una senda de penetración de los EVs desde la actualidad hasta 2050 bajo diferentes escenarios.

Como es lógico, estas cifras tienen un objetivo meramente ilustrativo y están sometidas a importantes incertidumbres, ya que dependen de tres parámetros cuyo valor

preciso es actualmente arriesgado asegurar: el tamaño del parque de vehículos con motor eléctrico, su consumo de electricidad y el número de kilómetros/año recorridos en media por cada vehículo. A continuación se ilustran varias estimaciones de demanda eléctrica de los EVs, bajo el escenario de implantación de la AIE, teniendo en cuenta diversos escenarios de kilómetros/año y consumo.

Trasladando a España las previsiones de la AIE, se aprecia un reducido peso del consumo de los EVs en la demanda eléctrica total. Bajo estos supuestos y considerando el escenario verde de AIE, el parque nacional de vehículos con motor eléctrico implica una demanda eléctrica que alcanzaría los 1,9 GWh para el año 2020 y 7,1 GWh en 2030, lo que apenas supondría el 2,1% de la demanda neta en 2030.

Se pone así de manifiesto que, a pesar de la importancia estratégica de la promoción del vehículo eléctrico, la penetración del EV en el mercado español no es crucial para condicionar la demanda eléctrica total y, por tanto, para el objetivo de pronosticar el consumo eléctrico en 2020 y 2030.

4.3.4. Un escenario de demanda eléctrica para 2020

En la actualidad existen varios análisis prospectivos para el sector eléctrico, que realizan rigurosos ejercicios de previsión de la demanda eléctrica para los horizontes 2020 y 2030. A continuación se presentan los resultados obtenidos por algunos de los estudios más destacados. Las diferencias entre los resultados obtenidos por cada uno de ellos suele provenir de la adopción de supuestos en materia de crecimiento eco-

¹⁵ La metodología tendencial de proyección considera la tasa de variación pasada de una variable y la extiende hacia el futuro aplicando una fórmula. La previsión depende, por tanto, de la fórmula empleada y del rango temporal del pasado considerado. En todos los casos se asume que la tasa de variación pasada se irá reduciendo con el tiempo.

Tabla 3. Demanda eléctrica en GWh de los EVs. 2020 y 2030.)

	2020	2030
<i>Nº de vehículos eléctricos</i>		
BEV	275.000	1.050.000
PHEV	825.000	3.150.000
BEV+PHEV	1.100.000	4.200.000
Kilómetros/año	15.000	15.000
Total (GWh) – Consumo 15 kWh/100 km	1.900	7.100
% sobre demanda nacional (2008)	0,5%	2,1%

Fuente: World Energy Outlook 2010. AIE.

nómico más o menos conservadores o de un mayor grado de optimismo en cuanto a la implantación y al éxito de las políticas de eficiencia energética.

Teniendo en cuenta los resultados de estos estudios para el horizonte 2020 e introduciendo algunas modificaciones respecto a los modelos utilizados por éstos, atendiendo a distintos criterios de política energética propios del contexto español, parece que una previsión de demanda eléctrica nacional en b.c. de 330 TWh podría ser susceptible de ser utilizada para realizar nuestro ejercicio de prospectiva como alternativa a la ofrecida en el documento de la Subcomisión del Congreso de los Diputados. El escenario a 2020 ofrecido en este último documento ha sido elegido para su análisis en esta publicación por ser el más reciente así como por ser el ejercicio prospectivo con mayor trascendencia política en los últimos años en el contexto español.

4.4. Opciones de la oferta

4.4.1. Análisis técnico y económico de las tecnologías

Una vez realizada la previsión de la demanda eléctrica bajo los diversos escenarios es

necesario analizar las distintas opciones tecnológicas disponibles para su cobertura.

Para entender el análisis de tecnologías de generación eléctrica, es preciso señalar que, a diferencia de lo que ocurre en otros sectores de actividad, la producción debe igualar a la demanda en todo momento porque la electricidad no se puede almacenar, lo que

implica que el sistema eléctrico debe dimensionarse con el objetivo de cubrir la demanda máxima probable. En consecuencia, en prácticamente todas las horas del año habrá un nivel significativo de capacidad de producción ociosa.

Adicionalmente, la demanda de electricidad es muy variable en el corto, medio, y largo plazo. Esto es debido a factores muy diversos, como por ejemplo la laboralidad (días laborables vs. fines de semana o festivos), climatología (frío / calor), luminosidad solar (hora del día), etc.

Esta variabilidad de la demanda hace que, para mantener en todo momento la igualdad producción–demanda, sea necesario que la producción en su conjunto sea lo suficientemente flexible como para adaptarse instantáneamente a la demanda. Por flexibilidad ha de entenderse que la producción del sistema pueda incrementarse ó reducirse lo suficientemente rápido

Tabla 4. Comparativa de previsiones de demanda eléctrica nacional en b.c.

Organismo	Año	2020*	2030*
Eurelectric ¹	2010	349,8	411,2
REE ²	2010	303,0 - 345,5	
MYTIC ³	2010	366	
MYTIC ⁴	2010	350,1	
MYTIC ⁵	2010	354,9 - 393,1	
Comisión Europea ⁶	2009	297,3 - 309,0	344,3 - 361,5

¹ Power Statistics. 2010 Edition. Full Report (www.eurelectric.org).

² Grupo de Seguimiento y Planificación. Septiembre 2010.

³ Compromisos internacionales y planificación indicativa de la generación. Mayo 2010.

⁴ Subcomisión de Análisis de la Estrategia Energética Española para los próximos 25 años. Informe de la Subcomisión. 30 de diciembre de 2010.

⁵ PANER. Junio 2010.

⁶ EU energy trends to 2030 (updated 2009).

* Si el organismo proporciona previsiones para más de un escenario se muestra el intervalo formado por la demanda mínima y máxima.

como para que no se produzca en ningún momento un desequilibrio producción–demanda. Así, la producción del sistema ha de ser al menos tan flexible como variable la demanda.

En realidad, la flexibilidad es una característica propia de cada tecnología de producción. Así, hay tecnologías que son poco flexibles (p.ej., la eólica o la solar fotovoltaica producen en función de la disponibilidad del recurso renovable y de forma independiente respecto a la demanda; este último aspecto también se podría considerar en el caso de la nuclear) y las hay que lo son mucho (p.ej., hidráulica regulable o bombeo, turbinas de gas, ciclos combinados). Por tanto, para que el sistema tenga la flexibilidad requerida es necesario que se disponga de una proporción adecuada de tecnologías flexibles en el mix de producción global.

Junto a la flexibilidad, para mantener de forma continuada el equilibrio producción–demanda, y disponer de unos niveles adecuados de seguridad de suministro, es necesario que el sistema en su conjunto aporte un nivel de firmeza adecuado. La firmeza del sistema se mide comparando la máxima demanda probable (punta de demanda) con la suma de la mínima disponibilidad probable de cada una de las unidades de producción del sistema. Si con la mínima disponibilidad probable total se cubre al menos el 95% de la máxima demanda probable, entonces comúnmente se considera que el sistema tiene una seguridad de suministro adecuada.

La disponibilidad de una unidad de producción viene determinada por diferentes factores, siendo especialmente relevantes aquellos que son menos previsibles. Entre estos factores se encontrarían los siguientes:

- Fallos intrínsecos de funcionamiento, o más sencillamente, averías (afecta a todas las tecnologías).
- Restricciones en el suministro de energía primaria. Estas pueden tener un origen:
 - Natural – p.ej., la eólica y la solar son energías, por naturaleza, intermitentes.
 - Geopolítico – p.ej., el suministro de petróleo o el gas natural están sujetos riesgos geopolíticos.
 - Logístico – p.ej., el suministro de gas natural depende de la capacidad de los gaseoductos, regasificadoras y almacenamientos, la cual es limitada.
- Restricciones en las redes para evacuar la energía producida hacia los puntos de consumo. Las redes son un elemento fundamental para la firmeza del sistema. La solución a estas posibles restricciones pasa por dar señales económicas a la localización de las unidades de producción y/o incentivos a una inversión suficiente y eficiente en redes.

Así, cada unidad de producción aporta una determinada firmeza al sistema, es decir, una capacidad de producción mínima probable, que contribuye a cubrir la máxima demanda probable. A continuación se presenta un desglose de la firmeza por tecnología para el caso español, en el que se aprecia las fuertes diferencias. Por ejemplo, la firmeza de la eólica es del 7-8%, lo que significaría que la potencia eólica disponible, con un 95% de probabilidad, para cubrir la demanda máxima probable, sería del 7-8%.

Continuando con el análisis de las tecnologías de generación disponibles, también es necesario considerar las características

que sería deseable que poseyeran dichas tecnologías para dar respuesta a las necesidades propias del suministro eléctrico. Esto es, cumplir tanto con los requerimientos de los consumidores (seguridad de suministro, mínimo coste) como con los objetivos de política energética, tales como: participación de energías renovables, reducción de emisiones, dependencia energética, equilibrio de la balanza de pagos, etc.

4.4.1.1 Energías renovables

La descarbonización del sector eléctrico exige, sin lugar a dudas, un intensivo desarrollo de las energías renovables, ya que son condición necesaria para que el sistema sea sostenible ambientalmente. Sin embargo, el crecimiento en la implantación de energías renovables presenta importantes retos debido a: la reducida firmeza de gran parte de sus tecnologías (principalmente eólicas y solares), la reducción de costes que están experimentando, y su impacto sobre los costes de producción del sistema eléctrico.

La variabilidad y reducida gestionabilidad de las energías renovables condiciona su integración al sistema eléctrico español al desarrollo de interconexiones con otros sistemas. Un nivel adecuado de interconexiones permite, en un contexto caracterizado por el elevado y creciente peso de la producción renovable, por un lado, disponer de la posibilidad de importar electricidad en caso de una reducción de la producción renovable y, por otro, reducir los denominados “vertidos” de energía renovable, que no es más que la desconexión de la red de plantas renovables (ej. eólica) para ajustar a la baja la oferta, y así mantener el equilibrio con la demanda eléctrica en una situación en la que se produce un excedente de energía.

En este sentido, el objetivo planteado por la Unión Europea para España de alcanzar un

Tabla 5. Firmeza por tecnología de generación.

Tecnología	Firmeza
Eólica	7-8%
Nuclear, carbón y ciclos	90%
Hidroeléctrico ¹⁶	60%
Bombes	85%
Solar:	
–Termoeléctrica	20%
–Fotovoltaica ¹⁷	0%
Cogeneración	55%
Resto	65%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos internos.

20% de participación de energías renovables sobre el consumo de energía final en 2020 exige, sin duda, un incremento en las interconexiones muy superior a lo contemplado hasta el momento. Como mínimo se debería dar cumplimiento al mandato del Consejo Europeo de 2002 de aumentar las interconexiones hasta alcanzar un 10% de la capacidad en 2020.

Por otro lado, el coste de estas tecnologías y sus perspectivas de evolución exigen gestionar bien la inversión dedicada a las mismas, priorizando aquellas cuya curva de aprendizaje se encuentra en una fase avanzada de madurez tecnológica. En el siguiente gráfico se ponen de manifiesto las importantes diferencias en cuanto a evolución de costes de las principales tecnologías renovables, viéndose como la tecnología eólica muestra unos costes próximos al precio medio de mercado a diferencia de la solar fotovoltaica que, si bien está registrando una fuerte reducción de costes, todavía se encuentra muy lejana de la competitividad. Por su parte, la termoeléctrica dispone de costes elevados y presenta reducidas perspectivas de reducción de costes. La hibridación con gas

natural le confiere más garantía de servicios que la eólica o la fotovoltaica (algo que estas tecnologías podrían conseguir también mediante la instalación de grandes baterías de almacenamiento), pero con mayores

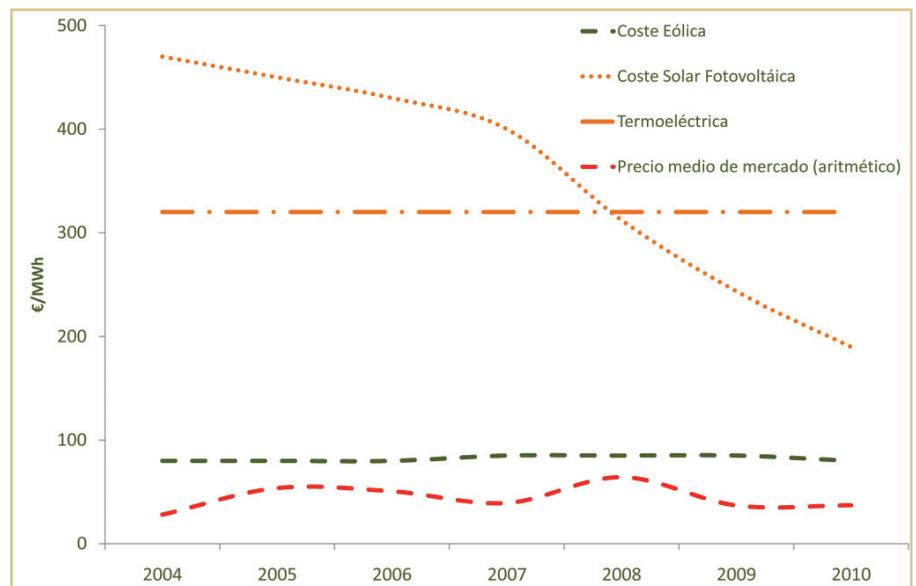
costes de inversión y un rendimiento muy inferior al de un ciclo combinado de gas.

Hidráulica

Una central hidráulica aprovecha la energía potencial de una cantidad de agua situada en el cauce de un río para convertirla primero en energía mecánica (movimiento de una turbina) y posteriormente en electricidad. Toda la energía hidráulica, independientemente de su tamaño, es una energía renovable gracias al ciclo hidrológico natural. Así se reconoce en la Directiva de la UE de promoción de fuentes renovables (Directiva 28/2009).

Dentro de la hidráulica, se suele distinguir entre:

Figura 12. Evolución del coste normalizado de producción de eólica, SFV y Termoeléctrica vs precio de mercado.



Fuente: Elaboración propia en base a datos internos.

¹⁶ Media de centrales fluyentes, con escasa firmeza, y con embalse, con una elevada firmeza.

¹⁷ Se considera la demanda punta en invierno, entre las 20:00 y las 22:00, por lo que la disponibilidad es nula.

- *Regulable*. Con embalse, lo cual aporta una elevada flexibilidad y firmeza. Se sitúan debajo de los embalses destinados a usos hidroeléctricos o a otros fines. Estas centrales tienen la gran ventaja de almacenar el agua y poder emplearla en los momentos que más se necesiten.
- *Fluyente*. Sin embalse o de tamaño muy limitado, lo que reduce su flexibilidad y firmeza. Una central fluyente capta una parte del caudal del río, lo traslada hacia una central y, una vez utilizado, se devuelve al río.
- *Bombeo*. El bombeo es una tecnología muy flexible y no es por sí misma emisora. Tiene una elevada firmeza (más del 85% de su capacidad instalada es firme), similar a la de las tecnologías térmicas ya que es un ciclo cerrado, bombeándose agua en horas valle que luego se turbinan en horas punta para producir electricidad. Su eficiencia es elevada, aproximadamente del 70%, y su dinámica bombeo-turbinado contribuye a aplanar la curva de carga.

En realidad, prácticamente ninguna central es ni regulable ni fluyente pura (todas tienen, en mayor o menor medida, un componente regulable y fluyente). El bombeo, en cambio, sí puede ser puro, aunque no son infrecuentes las hidráulicas regulables mixtas (con capacidad de bombeo al embalse).

Ni las centrales hidráulicas regulables ni las fluyentes son emisoras. Sin embargo, la energía primaria de ambas está sujeta a restricciones naturales (aportaciones hidráulicas y dimensiones de los embalses limitadas), lo que restringe sus horas de funcionamiento anuales.

Al tratarse de energía autóctona, estas centrales contribuyen a reducir la dependencia energética. Asimismo, por ser inversiones

con un componente mayoritariamente nacional (componente de obra civil muy importante), su efecto sobre la balanza de pagos es también positivo.

Las centrales hidroeléctricas con regulación son el mejor complemento para gestionar la variabilidad de otras renovables debido a su gestionabilidad, firmeza y rápida capacidad de respuesta. Además, está libre de emisiones de CO₂. Muestran, sin embargo, limitaciones causadas por los cada vez más exigentes condicionantes ambientales.

En relación al bombeo, su efecto sobre las emisiones y dependencia energética depende de con qué recursos se produce la energía almacenada y a qué recursos desplaza la energía descargada. Dado el perfil de demanda y recursos normalmente observados en los períodos de carga y descarga del almacenamiento, el efecto del bombeo sobre ambos es positivo (la descarga evita más emisiones y uso de combustibles fósiles que los que la carga provoca). Asimismo, por ser inversiones con un componente mayoritariamente nacional, su efecto sobre la balanza de pagos es también positivo.

Eólica

La tecnología eólica transforma la fuerza cinética del viento en electricidad a través de turbinas eólicas o aerogeneradores. Existen varios tipos de aerogeneradores que se diferencian en función de la disposición del eje, horizontal o vertical, o del número de palas. Agrupando varios generadores se constituye un parque, que simplifica el diseño al tener una sola subestación de energía para transformación y enlace con la red general.

Para los parques eólicos, cuya potencia unitaria de los aerogeneradores ha ido progresivamente

creciendo desde pocos cientos de kW a potencias superiores a 1 o 2 MW en la actualidad, la configuración más empleada es la de eje horizontal con tres palas.

Se trata de una tecnología muy consolidada, sobretodo en la ubicación onshore (en tierra), registrando un menor grado de madurez la eólica offshore (ubicada mar adentro). El recurso es abundante aunque en tierra, aunque a medida que se vayan ocupando los emplazamientos con mayores horas de viento, el sector deberá ir mejorando la capacidad de las palas para captación a bajas velocidades.

Asimismo, la energía eólica es una energía fluyente (su disponibilidad está sujeta a la del recurso eólico) y, por tanto, tiene una reducida firmeza y gestionabilidad.

A medida que se ha ido desarrollando el mercado, los costes de producción de eólica han mostrado una fuerte reducción. El coste de producción de la energía eólica es hoy una quinta parte de lo que costaba hace 20 años, siendo en la actualidad la opción renovable más madura y competitiva. El coste de inversión, según la información que ofrece la AIE en el WEO 2010, se sitúa en torno a 1,3 millones de euros por MW.

Más allá de las características de la tecnología, es destacable que esta tecnología dispone de una industria nacional bastante desarrollada, con importantes fabricantes españoles que operan todo el mundo (ej. Gamesa). Además, permite conseguir importantes ahorros de combustible y en términos de emisiones, con el consiguiente impacto positivo sobre la balanza de pagos.

Solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica se basa en la captación de energía solar y su transforma-

ción en energía eléctrica por medio de módulos compuestos por células fotovoltaicas, que son dispositivos formados por materiales sensibles a la luz que desprenden electrones cuando los fotones inciden sobre ellos, convirtiendo la energía luminosa en energía eléctrica.

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

España, por su localización y climatología, es uno de los países de Europa donde el recurso solar es más abundante. La generación solar fotovoltaica tiene expectativas de reducción de costes, avanzando en todas las fases que componen la cadena de valor, desde materiales y procesos hasta elementos y sistemas de instalación.

Desde algunos ámbitos del sector energético se insta a esta tecnología a acelerar sus esfuerzos de reducción de costes a través de I+D+i para avanzar hacia la convergencia con el precio de mercado de la electricidad.

Termosolar

La tecnología mayoritaria en términos de potencia instalada y en construcción es la de colectores cilindroparábolicos (CCP), que concentra el calor en un tubo mediante espejos cilindroparábolicos. En dicho tubo

circula un fluido de trabajo, típicamente aceite térmico, que se calienta hasta los 400 °C. Este fluido a su vez calienta vapor en un intercambiador de calor, que hace funcionar una turbina de vapor clásica.

Estas características suponen que el campo solar sólo aporta calor de forma efectiva con irradiación solar directa. Ello hace necesario contar con una aportación de calor –habitualmente gas natural– para que cuando no sea así (por ejemplo, un día nublado o por las noches) la temperatura del aceite térmico se mantenga en todo momento por encima de 12 °C para que no se deteriore. Esta dependencia del gas natural es especialmente relevante en el caso español debido a las condiciones climáticas. En otros lugares con climas más suaves la necesidad de gas se ve muy reducida.

En España, una regulación favorable fomenta las plantas termosolares con almacenamiento e hibridación con gas natural.

El almacenamiento térmico (Sistema Almacenamiento Térmico) se suele llevar a cabo mediante sales fundidas, que en todo momento deben mantener una temperatura superior a los 220 °C para que no degeneren y estropeen la planta, y supone un sobredimensionamiento del campo solar (típicamente se puede hablar de duplicarlo). Para mantener las sales fundidas a la temperatura adecuada será necesario disponer de otro intercambiador de calor a base de gas natural, especialmente relevante en invierno, cuando la temperatura exterior es baja y puede haber varios días seguidos sin sol.

En relación a la utilización de gas natural, si se utiliza para calentar el fluido térmico con la idea de generar electricidad cuando no hay irradiación solar, la eficiencia típica

obtenida en este proceso es de un 20%, frente a una eficiencia del 50% cuando el mismo gas se quema en un ciclo combinado. Además, hay que tener en cuenta que la utilización de gas natural en los distintos procesos asociados al funcionamiento de la termosolar hace que una instalación en España tenga unas emisiones de CO₂ del orden de entre un 40% y un 60% de las de una turbina de gas de un ciclo combinado.

Alrededor del 40% de sus costes de inversión provienen de la isla de potencia y el 60% del campo solar (estructuras, tubos, espejos, tanques...). En el medio plazo se esperan ciertas reducciones de coste en la isla de potencia, pero las más importantes se conseguirán en el campo solar. En general, los análisis prospectivos muestran poco recorrido de reducción tanto en sus costes de inversión a largo plazo como en sus costes de O&M.

También es destacable señalar que los altos requerimientos de agua representan un serio inconveniente ya que habitualmente escasea en las zonas aptas para su implantación.

4.4.1.2. Energías convencionales

Turbinas de gas

Las turbinas de gas son centrales que básicamente utilizan la combustión de gas natural para generar electricidad con una turbina. Como se verá más adelante, muestra diferencias respecto a un ciclo combinado de gas natural que consta de una turbina de gas en la cual el calor que sale de la turbina es reutilizado en una segunda fase para generar más electricidad. Por lo tanto, la turbina de gas tiene un menor coste de inversión y una mayor flexibilidad, pero un menor rendimiento y, con ello, un mayor coste de funcionamiento.

Su principal ventaja (junto a los ciclos combinados de gas) es su alta capacidad de gestión y su capacidad de respuesta muy rápida.

Las turbinas de gas son muy adecuadas para bajas utilidades debido a que no necesitan grandes inversiones. Esto las convierte en centrales adecuadas para su utilización en punta. Sin embargo, son muy sensibles al precio del gas y emiten altas cantidades de CO₂ (aproximadamente 560 kg CO₂/MWh).

Ciclo combinado de gas

Esta tecnología utiliza de forma conjunta la combustión del gas natural (turbina de gas) y el vapor que producen los gases de escape (caldera de recuperación y turbina de vapor) para generar electricidad. El funcionamiento complementario de estos dos procesos permite alcanzar rendimientos energéticos muy elevados, alrededor del 57%¹⁸, muy superior al de una central convencional.

Los ciclos combinados tienen una elevada flexibilidad (son capaces de incrementar su producción desde su mínimo técnico a plena carga en apenas una hora e incluso arrancar / parar en menos de cuatro horas) y una elevada firmeza (más del 90% de su potencia instalada es firme). Además, los ciclos combinados suelen presentar posibilidades rentables de alargamiento de su vida útil. Al mismo tiempo, emiten menor cantidad de CO₂ (en torno a 350 kg CO₂/MWh) que las centrales de carbón.

Desde el punto de vista de la seguridad energética, la inexistencia de reservas de gas nacionales hace necesaria la impor-

tación, lo que afecta negativamente a la dependencia energética del exterior. No obstante, la vulnerabilidad ante una potencial interrupción de suministro se ve muy limitada por la elevada diversificación de los orígenes y la elevada capacidad de regasificación de gas natural licuado (GNL), que permite importar gas por barco desde prácticamente cualquier país en caso necesario (frente a la alternativa de suministro por gasoducto empleada en otros países, lo cual hace depender su garantía de suministro de la fiabilidad de suministradores concretos).

Se trata de una tecnología de reciente introducción en España (la primera central en España data de 2002) aunque ya ha desarrollado una fuerte implantación (en 2002 cubría el 2,5% de la demanda y en 2010 el 23,88%). Actualmente cuenta con 26.844 MW instalados en nuestro país.¹⁹

En general, sus características técnicas, fundamentalmente su flexibilidad, hacen que esta tecnología juegue un papel básico como respaldo de las renovables, de reducida firmeza y gestionabilidad.

Carbón

Esta tecnología utiliza carbón pulverizado para generar electricidad. El carbón se pulveriza finamente antes de ser quemado en la cámara de combustión. Esta cámara contiene multitud de finas tuberías en cuyo interior el agua se vaporiza. El vapor es conducido a la turbina, conectada a su vez a un generador. Las centrales de carbón tienen una flexibilidad limitada (debido principalmente a factores técnicos intrínsecos) pero una elevada firmeza (más del 90% de su potencia instalada es firme).

Adicionalmente, su suministro de energía primaria (carbón) no está expuesto a riesgos geopolíticos significativos, debido a la abundancia de las reservas, que se encuentran relativamente bien distribuidas en zonas con reducido riesgo geopolítico.

A diferencia de las otras tecnologías que operan con combustibles fósiles, las centrales de carbón tradicionales son poco gestionables y tienen una vida útil limitada. Además, generan altas emisiones de CO₂ (950 Kg CO₂/MWh) y otras emisiones de azufre, partículas, etc. Las centrales de carbón super-crítico²⁰ mejoran las emisiones de CO₂ aunque éstas siguen siendo elevadas (750 kg CO₂/MWh). Por todo esto, el carbón difícilmente representará un respaldo adecuado para las renovables debido a su escasa flexibilidad operativa y a la incertidumbre tecnológica ligada a las centrales de carbón super-crítico.

Respecto a los contaminantes, es necesario incorporar equipos específicos (desulfuradoras, desnitrificadoras) para cumplir con las crecientes limitaciones medioambientales. Además del incremento en el coste fijo por la mayor inversión necesaria, estos equipos reducen la eficiencia de la central e implican un mayor coste variable por MWh producido.

A nivel internacional, las elevadas reservas de carbón otorgan a esta tecnología un papel importante en el futuro mix de generación, que va ligado necesariamente al desarrollo de la captura y almacenamiento de CO₂ para mitigar sus elevadas emisiones. No obstante, es necesario tener en cuenta que la captura y almacenamiento de CO₂ no haría del carbón una tecnología libre de emisiones, puesto que se capta el 90% de las emisiones, liberándose a la atmósfera el

¹⁸ De forma muy simplificada, un rendimiento del 57% implica que por cada unidad de energía primaria utilizada (a partir de gas natural) se obtienen 0,57 unidades de energía final (en forma de electricidad).

¹⁹ Potencia instalada a 31 de diciembre de 2010 según el *Avance del informe 2010 del sistema eléctrico español*, publicado por Red Eléctrica de España.

10% restante. Junto a esto, la escasez de emplazamientos para almacenamiento en España confiere a esta tecnología un papel poco destacable en la generación de electricidad, en un contexto de objetivos de reducción de emisiones cada vez más exigentes.

Nuclear

Una descripción muy simplificada muestra que la electricidad de origen nuclear se origina a partir de la división de los átomos de uranio en un proceso denominado fisión. La fisión libera energía que puede ser utilizada para producir vapor, destinado a una turbina para generar electricidad.²¹

El uranio es un recurso no renovable, que se extrae a cielo abierto o en minas subterráneas. Una vez extraído, el mineral de uranio se envía a una planta de procesamiento para concentrarse en un combustible útil (es decir, pastillas de óxido de uranio). Posteriormente, el combustible enriquecido es transportado a la planta de energía nuclear.

En la planta de energía, el uranio genera una reacción en cadena que produce calor. Este calor se utiliza para generar vapor, que es utilizado por una turbina para generar electricidad.

Además de su firmeza, las centrales nucleares destacan por estar libres de emisiones y por tener unos costes muy estables (independientes del petróleo y del CO₂). Además, pueden tener alargamientos de su vida útil rentables. En cambio, presentan el inconveniente de no ser gestionables, de tener unos costes de inversión elevados e inciertos y poca aceptación social.

Las centrales eléctricas nucleares no emiten dióxido de carbono, dióxido de azufre o los óxidos de nitrógeno. No obstante, cada 18 o 24 meses, las centrales nucleares suelen cerrar para reemplazar el combustible de uranio "gastado". A este combustible "gastado" se le ha extraído la mayor parte de su energía como resultado del proceso de fisión, y se ha convertido en un residuo radiactivo.

En la actualidad, los residuos radiactivos en España se almacenan en las propias centrales nucleares en la que se genera, ya sea en bóvedas de hormigón llenas de agua o de acero sobre el suelo o en contenedores de hormigón armado con un recubrimiento interior de acero. Muchos países, entre ellos España, se están planteando la construcción de almacenes centralizados.

El análisis tecnológico prospectivo de la AIE muestra a la energía nuclear como un elemento importante para alcanzar una reducción de emisiones compatible con limitar el incremento de la temperatura global a 2 °C, aunque su papel como respaldo para las renovables es más limitado.

4.4.1.3. Captura y Almacenamiento de CO₂

La Captura y Almacenamiento de CO₂ (CCS por sus siglas en inglés) permitiría evitar buena parte (aprox., 90%) de las emisiones de CO₂ a la atmósfera que realizan las centrales térmicas convencionales (básicamente carbón y ciclos combinados). No se espera su despliegue comercial inicial antes de 2020 y el plazo de maduración de esta tecnología no concluiría hasta bien entrado 2030. En todo caso, su contribución a la re-

ducción de emisiones se deberá hacer teniendo en cuenta que no evita totalmente la emisión a la atmósfera de CO₂, pues se captura alrededor del 90%.

Difícilmente se podrá disponer de CCS en las centrales actualmente en operación (cuando el CCS esté comercialmente disponible dichas centrales probablemente ya habrán agotado su vida útil). Por ello, sólo parecería razonable considerar el CCS para nuevas centrales. Así, el CCS debería ser considerado como palanca de reducción relevante de emisiones sólo para horizontes a partir de 2030, y en ningún caso para 2020.

En el ámbito de la captura, se están considerando tres posibles procesos de captura (oxi-combustión, pre-combustión y post-combustión), todos aparentemente con similar coste y ratio de captura. El coste se compondría básicamente de inversión en equipos, coste de O&M asociado a los mismos y una reducción del rendimiento de la central (autoconsumo, etc.). Este menor rendimiento implica un mayor coste de combustible y una mayor emisión de CO₂ por MWh producido.

La fase de almacenamiento es una de las que presenta más incertidumbres. Básicamente, se podrían utilizar o bien yacimientos de petróleo o gas agotados, o bien acuíferos salinos a gran profundidad. En Europa Occidental:

- Los yacimientos agotados del Mar del Norte (offshore) son bien conocidos y suman un elevado potencial de almacenamiento;

²⁰ Las centrales supercríticas funcionan a temperaturas y presiones por encima del punto crítico del agua, mejorando la eficiencia respecto a las centrales térmicas de carbón convencionales. Estas centrales requieren menos carbón por MWh, lo que hace que las emisiones sean más bajas.

²¹ El análisis a largo plazo de la tecnología nuclear deberá incluir un seguimiento de la investigación que se está llevando a cabo en el ámbito de la fusión nuclear; que se basa en la energía que se libera de la unión entre los átomos. La fusión nuclear resolvería los problemas asociados a la fisión nuclear; fundamentalmente derivados de la necesidad de combustible nuclear y de la gestión de residuos radiactivos.

- La disponibilidad de acuíferos salinos profundos es incierta. En teoría, el potencial a nivel agregado es alto, aunque son probables fuertes diferencias regionales. De hecho, es también en el Mar del Norte donde se sitúan los acuíferos salinos mejor definidos.

El potencial del CCS en España parece hoy más bien reducido, ya que se dispone de muy pocas reservas de carbón, no hay yacimientos agotados relevantes y parece que el potencial de acuíferos salinos profundos es limitado (indirectamente señalado por la dificultad para desarrollar almacenamientos de gas). Así, es probable que el almacenamiento deba ser distante, e incluso offshore, lo cual implica inevitablemente un mayor coste.

En cuanto al transporte, para conectar puntos de captura con almacenamientos será necesario desarrollar una red de transporte de CO₂ (por tubería y/o marítima). Su coste dependerá, entre otros, de la distancia entre las centrales, de la distancia al almacenamiento y del tipo de éste (onshore u offshore). Al igual que ocurre con el coste del almacenamiento, el del transporte es muy incierto.

4.4.2. Servicios para la cobertura de la demanda

Una vez analizadas las opciones tecnológicas disponibles, para poder establecer comparaciones entre ellas (especialmente en términos de costes) y entender el papel que desempeñan en la cobertura de la demanda eléctrica es necesario definir los servicios que será necesario proveer. Una vez definidos los servicios, será posible determinar qué tecnologías poseen las características mínimas requeridas para prestarlos y, de entre éstas, cuáles son las más adecuadas.

Así, y teniendo especialmente en cuenta:

- el elevado peso que las renovables tendrán en el futuro (40% de la energía eléctrica deberá ser de origen renovable para poder cumplir el objetivo europeo a 2020); y
- las características de las energías renovables de mayor potencial (eólica terrestre y solar fotovoltaica y térmica), cuya producción es muy volátil, (e.d. ni firmes ni flexibles) y por tanto necesitan de recursos de respaldo que compensen estas carencias;

Se consideran los siguientes tipos de energía para la cobertura de la demanda.

- *Energía renovable no gestionable (eólica, solares...)*. Su papel fundamental es evitar el consumo de combustibles fósiles y, consecuentemente, reducir las emisiones y la dependencia energética. Al ser intermitentes (con reducida firmeza y flexibilidad) requieren de energías de respaldo para cubrir la demanda que sí sean firmes y flexibles que las complementen, para evitar poner en riesgo la seguridad y calidad del suministro.
- *Energía de punta / respaldo a las intermitentes*. Este respaldo debe ser provisto por recursos con una alta firmeza y flexibilidad que compensen los reducidos niveles en ambas características en las renovables. Estos recursos han de ser competitivos en costes para un funcionamiento de pocas horas al año (1.000-2.000 horas/año).

Entre estos recursos cabría considerar a la hidráulica regulable, el bombeo, el almacenamiento de aire comprimido (CAES, en sus siglas en inglés), los ciclos combinados y las turbinas de gas. Los ciclos combinados y las turbinas son tecnologías

emisoras. Sin embargo, prestando el servicio de generación en punta o respaldo producirán durante un número de horas reducido, registrando pocas emisiones.

Los costes del bombeo, y de la hidráulica regulable son en principio los más competitivos. Además, estos dos recursos contribuirán en mayor medida a los objetivos sostenibilidad ambiental.

- *Energía de llano / respaldo a las intermitentes*. Este respaldo debe ser provisto por recursos con una alta firmeza y una flexibilidad al menos media, que compensen principalmente la reducida firmeza de otras tecnologías. Han de ser competitivos en costes para un número intermedio de horas de funcionamiento anual (3.000-5.000 horas/año). Entre la energía de llano se encuentran los ciclos combinados y las centrales de carbón.

Como se ha visto anteriormente las actuales centrales convencionales de carbón como las posibles nuevas centrales súper-críticas tienen unos niveles de emisiones de CO₂ superiores a las de los ciclos (ciclo combinado, 365 kg CO₂/MWh; carbón actual, 950; carbón súper-crítico, 750).

- *Energía de base*. Deben ser recursos firmes y no necesariamente flexibles (su objetivo es producir de forma continua, por lo que no se precisa una alta flexibilidad). Estos recursos deben ser competitivos en costes para un número muy elevado de horas de funcionamiento anual (7.000-8.000 horas/año). La tasa de emisiones de estas centrales es un factor importante a considerar, dado su elevado número de horas de funcionamiento esperadas.

Entre los recursos que podrían prestar este servicio cabría considerar a la nuclear, al carbón y a los ciclos combinados.

- En cuanto a la nuclear cabría la posibilidad de:
 - Mantener el parque actual, realizando las inversiones necesarias para alargar su vida útil (con lo que se conseguiría que llegara casi en su conjunto hasta la década de 2040);
 - Desarrollar un nuevo parque nuclear, el cual, dado el largo plazo de maduración de las inversiones (en torno a 12 años), no podría estar disponible en el horizonte 2020, aunque sí en el 2030.
- Respecto a los ciclos combinados y las centrales de carbón, ambos emisores. En el caso del carbón, tanto el actual como el esperado súper-crítico, al funcionar como energía de base supondrían un volumen de emisiones muy significativo que dificultaría enormemente la consecución de los objetivos de emisiones. Así, para cumplir los objetivos de emisiones sería recomendable:
 - Minimizar la participación del carbón actual como energía de base futura debido a su elevado factor de emisión.
 - Se podría considerar el carbón súper-crítico, pero sólo en el caso de que incorporase el CCS. Sin embargo, se espera que el CCS no sea una tecnología comercialmente madura hasta pasado el año 2030 y con un coste incierto pero previsiblemente elevado (especialmente en el caso de España, en donde la carencia de potenciales almacenamientos implicaría un transporte a larga distancia y probablemente offshore).

4.4.3. Diferencias de coste entre tecnologías y resumen de características

En este apartado se analizan de forma resu-

mienda los costes para centrales nuevas, utilizando como base los escenarios de precios de materias primas energéticas que contempla la AIE en su WEO 2010 para el horizonte 2030. Como se aprecia en el siguiente cuadro, se producirá un crecimiento de los costes energéticos en el horizonte 2030, derivado de la presión de la demanda mundial de energía y de unas exigencias crecientes en materia de regulación ambiental.

Partiendo de este escenario de costes de materias primas energéticas se muestran a continuación los costes normalizados de las tecnologías de generación a futuro. En general, los costes son elevados y se encuentran en una franja similar, exceptuando las tecnologías solares. No obstante, se pueden destacar algunas diferencias entre ellas.

Dentro de las energías renovables la energía eólica se muestra como la energía más competitiva, debido a su elevado grado de madurez tecnológica y comercial. Entre las centrales de base, la energía nuclear es la que registra un menor coste –alrededor de 70 €/MWh–, mostrándose también como una cobertura de riesgo frente a incrementos futuros en los precios en las materias primas energéticas y en los derechos de emisión de CO₂. En el caso de las centrales de punta o respaldo, el bombeo y el ciclo combinado de gas se presentan entre las

opciones más eficientes, por sus ventajas técnicas y en términos de coste, tal y como se ha venido comentando en el apartado anterior.

Tras analizar las diferentes características técnicas y económicas de cada opción de oferta se presenta en la tabla 7 un resumen de las mismas:

4.5. Escenarios de cobertura de la demanda eléctrica a 2020

El ejercicio de análisis de la cobertura de la demanda futura debe abordar el primer lugar el análisis de la potencia renovable que se incorporará en el horizonte considerado, para poder determinar el nivel y perfil de la demanda neta que deberán ser capaces de suministrar las centrales convencionales para asegurar la continuidad del suministro.

En el gráfico 14 se muestra con una simulación a 2020 el perfil de demanda eléctrica comparado con el perfil de producción de la energía eólica y el resultado de restar ambos elementos, obteniéndose la demanda neta a cubrir por las centrales convencionales.

Una vez determinada la demanda neta (es decir, después de descontar la producción de las centrales renovables que no son con-

Tabla 6. Escenarios de precios para las materias primas energéticas en el horizonte

(Precio real 2009)	2009	2020	2030
Petróleo (\$/barril)	60,4	99,00	110,00
Gas natural (\$/MBTU)	7,4	11,6	12,9
Carbón (\$/ton)	97,3	101,7	105,6
Derecho CO ₂ (\$/ton)	22,00	38,00	46,00
Tipo de cambio (\$/€)	1,39	1,39	1,39

Fuente: World Energy Outlook 2010. AIE.

trolables) se tienen en cuenta en primer lugar las centrales del Régimen Ordinario ya construidas o actualmente en avanzado estado de construcción (en el sentido de que entrarán en explotación con independencia de lo que ocurra con el Régimen Especial) y que en el horizonte del análisis aun no habrán llegado al final de su vida útil (considerando la posibilidad de extensión de vida).

Si la suma de la potencia del Régimen Ordinario ya construida o actualmente en avanzado estado de construcción que habrá en el horizonte de análisis no alcanza a cubrir la demanda neta con el necesario nivel de seguridad, se procede a considerar la conveniencia de añadir potencia adicional de punta, llano o valle, según las perspectivas de horas de funcionamiento y los objetivos de seguridad de suministro, de reducción de emisiones, etc.

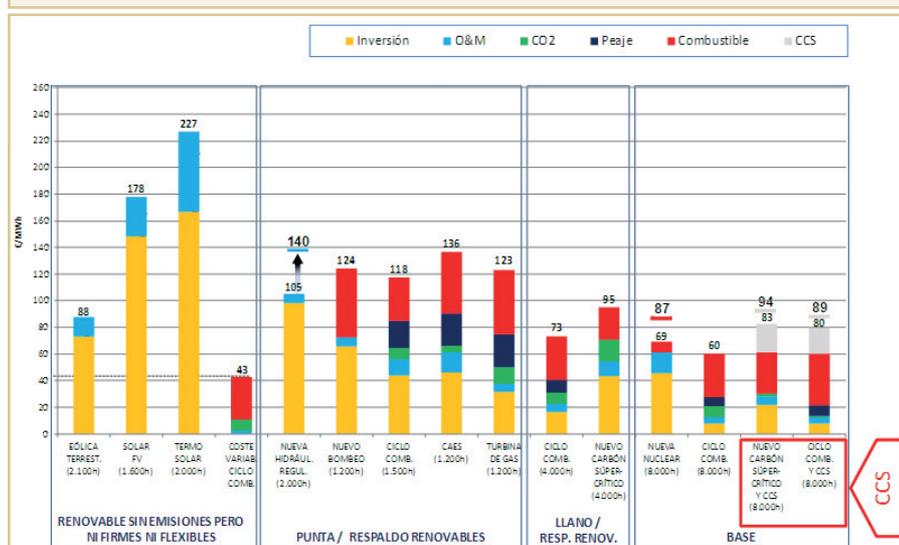
Desde el punto de vista de las energías renovables, las previsiones de entrada del

Tabla 7. Resumen de las características de las de las opciones tecnológicas disponibles.

	Coste		Emisiones	Flexibilidad	Firmeza
	Nivel	Riesgo evolución			
Hidráulica Nueva	=	+	+	+ ²²	70-80% (regulable)
Ampliación	+	+			~10% (no regulable)
Carbón Nueva (CCS)	-	-	=	=	>90%
Ampliación	+	-	-		
Nuclear Nueva	=	+	+	-	>90%
Ampliación	+	+			
Ciclos combinados de gas natural	=	=	=	+	>90%
Eólica	=	+	+	-	~ 7-8%
Solar Fotovoltaica	-	+	+	-	0%
Solar Termoeléctrica	-	+	+	=	20%

²² La hidráulica regulable tiene una flexibilidad elevada y la hidráulica fluyente una flexibilidad reducida.

Figura 13. Coste normalizado de generación de electricidad por tecnología (€/MWh).

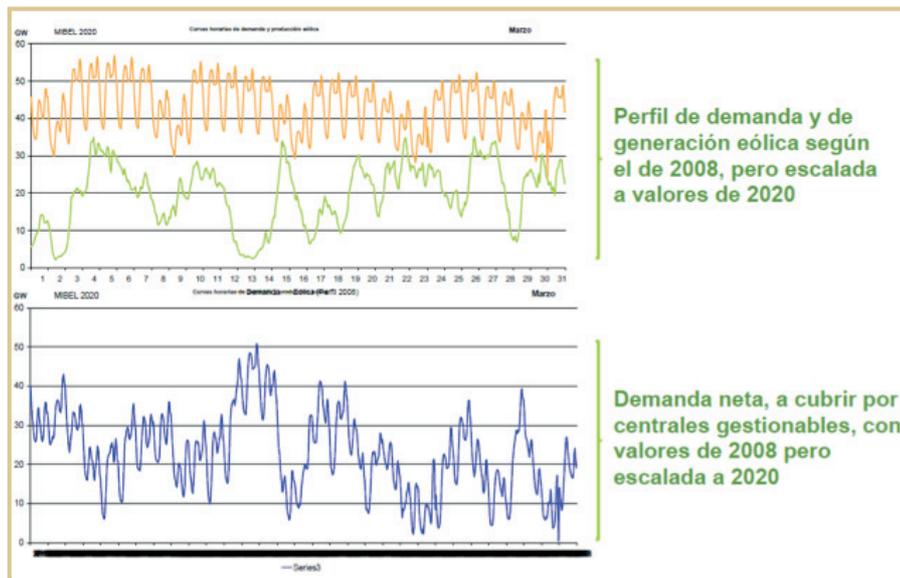


Fuente: Elaboración propia a partir de información procedente del EPRI, ESA y Eurelectric, utilizando escenarios de precios de las materias primas energéticas del WEO 2010 de la AIE.

Régimen Especial a 2020 deben considerar el cumplimiento de los compromisos vinculantes de España: alcanzar una contribución de las fuentes de energía renovable al consumo final energético del 20% y reducir las emisiones en 2020 respecto a 2005 en línea con el objetivo europeo del 21% establecido para el conjunto de sectores sometidos a la Directiva de Comercio de Derechos de Emisión. La contribución del sector eléctrico a la consecución del primero de los objetivos señalados implica que la producción de origen renovable deberá representar alrededor del 40% de la producción eléctrica en el horizonte 2020.

Teniendo en cuenta estos elementos se presentan a continuación dos escenarios. Por un lado, el incluido en el documento de la *Subcomisión del Congreso de los*

Figura 14. Estimación de contribución de la eólica a la cobertura de la demanda en el mercado ibérico (2020).



Diputados en su *Análisis de la Estrategia Energética en España para los próximos 25 años* y, por otro, un escenario alternativo en base al análisis prospectivo elaborado a lo largo de este documento, desde el punto de vista de la oferta y la demanda.

4.5.1. Escenario Subcomisión del Congreso de los Diputados

El informe de la Subcomisión del Congreso de los Diputados incluye un extenso análisis prospectivo, con un conjunto de hipótesis, sobre la evolución económica en general y energética en particular, teniendo en cuenta también las diversas opciones de política energética. Algunos de los elementos más destacables del análisis de la subcomisión se resumen a continuación:

- Se prevé un crecimiento económico en la década comprendida entre 2010 y 2020 del 2% medio anual.

- Se considera un crecimiento de la demanda de energía final del 0,2 % anual, lo que implica que la economía española será en 2020 aproximadamente un 20% más eficiente que la actual y un 35% más eficiente respecto a los niveles de 2005, superando ampliamente los objetivos indicativos establecidos por la Unión Europea. Así, se espera que España alcance la convergencia en intensidad energética con los países de la UE-27 en el año 2020.
- Las energías renovables prácticamente duplicarían su participación en la matriz primaria, pasando del 9,3 al 18,2%. El petróleo es la fuente de energía primaria que más reducirá su participación, cayendo desde el 48,8 al 36%, debido fundamentalmente a la penetración del vehículo eléctrico. El consumo de carbón se reduce, pasando de representar el 8,1 al 7,3%.

El ejercicio prospectivo asume como hipótesis futura la creciente electrificación del sector energético español. De este modo, el consumo de electricidad crece a un ritmo elevado, con un incremento medio anual del 2,3% en el periodo 2010-2020, debido a la progresiva electrificación de las actividades productivas, incluyendo el transporte a través de la creciente implantación del vehículo eléctrico. Aún así, el crecimiento es significativamente menor al 3,8% de media registrado en el periodo 2001-2008. En el año 2020, la electricidad aumenta su participación sobre el consumo de energía final, en contraposición al retroceso que experimenta el petróleo, pasando de un 21,5% en 2009 a un 27,2% en 2020.

Es importante destacar que se asume que sector eléctrico es aquel que presenta un mayor grado de madurez y es el que dispone de más alternativas de cara a la incorporación de energías renovables, asumiéndose para 2020 una participación del 35,5% de las energías renovables sobre la producción eléctrica bruta.

De esta manera, en términos generales, la potencia instalada renovable de régimen ordinario permanece constante, la potencia instalada de régimen especial registra un fuerte crecimiento, fundamentalmente a través de un mayor desarrollo de las tecnologías más maduras: la eólica terrestre representa más del 60% del incremento de la potencia especial y las tecnologías solares explican conjuntamente el 30% de este incremento. El restante 10% se reparte entre las tecnologías menos desarrolladas en la actualidad.

Junto a esto, se presenta una configuración del mix eléctrico en la que el gas natural incrementa ligeramente su participación hasta alcanzar 37,8% de la producción bruta, con unas horas medias de funcionamiento

medio de los ciclos combinados de 3.460 al año. La producción con carbón pierde peso pasando de un 12,4% en 2009 hasta el 8% en 2020. La participación del fuel casi desaparece, quedando únicamente la producción de las centrales de fuel de los sistemas extrapeninsulares. La producción de energía nuclear se mantiene en parámetros similares a los actuales, siendo necesario que en este periodo se lleve a cabo un debate sobre el futuro de las centrales que cumplen su vida útil y sobre el horizonte de la energía nuclear en el marco de referencia de la Unión Europea.

Teniendo en cuenta todos estos elementos, la subcomisión presenta la propuesta de balance eléctrico para 2020 que aparece en la tabla 8, utilizado como base de cara al proceso de planificación que se está llevando a cabo por la administración.

Del balance de potencia y producción anterior, surgido del análisis de la subcomisión de multitud de aportaciones realizadas por agentes del sector energético español, y sometido a una importante discusión política, se pueden extraer las siguientes conclusiones: 1) se contempla el cumplimiento del objetivo de energías renovables, apostando por aquellas renovables con una mayor competitividad (se otorga un elevado peso a la eólica onshore); 2) la necesidad adicional de firmeza del sistema eléctrico ante el crecimiento de las energías renovables se consigue a través de ciclos combinados de gas natural.

4.5.2. Escenario alternativo

A lo largo de este documento se ha realizado un análisis prospectivo en el que se ha partido de un diagnóstico del modelo energético español, prestando una especial atención al sector eléctrico, para posteriormente llevar a cabo una caracterización de

la demanda de electricidad, analizando los elementos a tener en cuenta de cara a su previsión, para incluir posteriormente una selección de los ejercicios de previsión de demanda eléctrica más importantes, realizados por organismos nacionales y comunitarios para el horizonte 2020.

Teniendo en cuenta lo anterior, en el escenario que se define en este apartado se asumirá una demanda eléctrica nacional b.c de 330 TWh en 2020, que es compatible con las previsiones que se manejan por los distintos organismos (previsiones del PANER; REE; etc.). Sin entrar en el detalle numérico de su estimación, en términos generales, se ha considerado que se cumplen ciertos requisitos de eficiencia energética que consiguieren que el crecimiento de la demanda

sea moderado y, por tanto, la evolución de la intensidad energética converja con la tendencia mostrada por conjunto de los países de nuestro entorno.

Para satisfacer esta demanda se ha realizado un balance de la potencia instalada. Este balance tiene en cuenta la disponibilidad de cada tecnología para satisfacer la demanda punta, y se impone el requisito, utilizado por el operador del sistema eléctrico (REE) de que la potencia neta disponible en condiciones desfavorables (baja hidráulica, demanda extrema) sea un 10% superior a la demanda (conocido como Índice de Cobertura – IC).

Una vez establecida la demanda a cubrir y tenidos en cuenta los requisitos del Opera-

Tabla 8. Balance eléctrico para 2020 según el informe de la Subcomisión.

	2009	2020	
	GW	GW	TWh
Hidráulica	16,09	16,662	33,14
Nuclear	7,72	7,256	55,60
Carbón	12,00	8,130	31,58
gas natural	31,25	37,971	148,50
productos petrolíferos	7,61	2,308	9,92
Eólica onshore	19,14	35,000	71,61
Eólica offshore	0,00	0,500	1,31
Solar fotovoltaica	3,44	6,735	11,52
Solar termosolar	0,23	3,807	11,51
Biomasa y biogás	0,75	1,737	10,54
Residuos			
Tratamiento residuos			
Bombeo	2,55	5,700	8,02
Producción bruta			393,26
Consumos en generación			8,97
Producción neta			384,38
Demanda (bc)	100,78	126,07	350,09

Fuente: Subcomisión de Análisis de la Estrategia Energética Española para los próximos 25 años.

dor del Sistema, se analizan las perspectivas de producción de energía eléctrica del régimen especial (principalmente energías renovables a excepción de la gran hidráulica y cogeneración). Las previsiones del Régimen Especial parten en primer lugar del cumplimiento de los compromisos relativos a la Directiva de Renovables de 2009 (Directiva 2009/28). En este sentido, se plantea como escenario básico el cumplimiento del Plan de Energías Renovables 2011-2020, que conduce a una participación de las energías renovables algo superior al 20% sobre el consumo final en 2020. Asumiéndose un 41% de participación renovable en la producción bruta de electricidad. Si bien el desarrollo de las diferentes tecnologías no conduce a un mix de mínimo coste, es previsible que se desarrolle la normativa adecuada para la consecución de estos objetivos individualizados por tecnologías, por lo que es planteable esta previsión como escenario de base. La energía producida por estas centrales tiene prioridad de acceso a las redes por lo que toda esta energía figura como primera en el balance de energía eléctrica.

La previsión de instalaciones hidráulicas en el escenario propio es acorde con las previsiones de REE, fundamentado en la información transmitida por las empresas en bases a sus ejercicios internos de previsión. El aumento viene fundamentalmente por inversiones en centrales reversibles, aumentando en gran medida el potencial del bombeo. Tal y como se ha venido señalando en el apartado en el que se explicaban los distintos servicios de cobertura de la demanda de electricidad, esto está justificado por una mayor necesidad de tecnologías flexibles que permitan incorporar en el sistema la mayor cantidad de energías renovables posibles²³.

En relación a la tecnología nuclear, estas instalaciones se consideran en servicio hasta el año 2020 ya que no han llegado a los 40 años de vida (a excepción de Garoña que desaparece del balance en el año 2013). Su energía se considera integrada en su totalidad en el balance de energía ya que los costes variables de estas centrales son bajos y tienen una gran inflexibilidad en la operación por razones de seguridad.

Tanto la energía del Régimen Especial como la hidráulica y nuclear, se considera integrada en el sistema a máxima utilización económica de las instalaciones, quedando las instalaciones térmicas para saldar el balance hasta completar la demanda (esto es conocido como "hueco térmico"), si bien algunas tecnologías están sujetas a otros condicionantes.

La previsión de instalaciones de carbón está sustentada en el cumplimiento de los compromisos de la Directiva GIC (Grandes Instalaciones de Combustión), que conllevará el cierre de determinadas instalaciones a mediados de la década, y al desarrollo de la Directiva de Emisiones Industriales (Directiva 2010/75), que impone nuevas exigencias al parque restante. Por su parte, las instalaciones de fuel/gas serán testimoniales en el horizonte 2020.

Por último, con un papel muy importante, se encuentran las instalaciones más recientes en el sistema, las centrales de ciclo combinado de gas, que son las que deben realizar el saldo de potencia para cumplir el requisito de un índice de cobertura del 10% y, junto con el carbón, realizar el saldo de energía (hueco térmico) hasta completar la demanda. Se ha supuesto un número de horas de funcionamiento del parque de

carbón remanente en 2020 y se ha saldado el resto de la demanda por cubrir, con energía procedente de las instalaciones de ciclos combinados.

Con todas estas hipótesis de carácter técnico, económico y de política energética se presenta a continuación una propuesta de balance eléctrico para el horizonte 2020. Las características básicas del balance considerado son las siguientes:

- La demanda eléctrica a cubrir está en línea con los análisis internacionales y las tendencias marcadas en materia de eficiencia energética;
- Se cumple el objetivo de energías renovables planteado por la UE para 2020;
- Se otorga un elevado peso para el cumplimiento del objetivo de energías renovables a las tecnologías más económicas, con un papel predominante de la eólica terrestre;
- Se mantienen en servicio en el horizonte considerado las centrales nucleares (a excepción de Garoña).
- Se otorga al "hueco térmico" (ciclos combinados y carbón) el "cierre" de la demanda, teniendo en cuenta los aspectos técnicos y los requerimientos ambientales.

4.6. Escenarios de cobertura de la demanda eléctrica a 2035/2050

El análisis de la demanda a 2035/2050 muestra la incertidumbre derivada de la posible evolución de sus principales condicionantes, entre los que destaca el crecimiento económico y el éxito de las políticas

²³ Las renovables "intermitentes" requieren, para su incorporación en el sistema en condiciones adecuadas de seguridad y fiabilidad del mismo, de centrales de respaldo que aporten la flexibilidad necesaria para suplir los descensos rápidos e imprevistos de producción de estas tecnologías. Para ello, las centrales de bombeo son las más apropiadas.

de eficiencia energética. No obstante, como rasgo general, se prevé que la demanda de electricidad en este periodo registre una tendencia creciente.

Un rasgo diferencial respecto al periodo que acababa en 2020 es el hecho de que todas las opciones de oferta están abiertas. En este periodo, se tendrá que instalar nueva potencia para hacer frente a la creciente demanda eléctrica atendiendo a diversas consideraciones de índole política y técnica.

En el nuevo modelo de producción eléctrica la descarbonización será un objetivo irrenunciable que se deberá tener en cuenta en la provisión de los distintos servicios de cobertura de la demanda eléctrica en 2030. En términos generales, en ese año el mix de producción eléctrica contará con los siguientes tipos de energía.

- *Energías renovables.* La cantidad de energías renovables vendrá determinada por los objetivos europeos a 2020 y las decisiones políticas a nivel nacional, que pueden ampliarlos para el periodo 2035/2050.
- *Energía base.* Dado el objetivo de descarbonización total del sector eléctrico en 2050, la energía base que se introduzca en 2035 deberá ser no emisora. Para ello existen básicamente tres opciones: energía nuclear, ciclos combinados de gas con CCS; carbón con CCS. Así, habrá que tomar una decisión en torno al peso que se confiere a cada una de ellas, teniendo en cuenta los elementos asociados al debate nuclear y la incertidumbre en cuanto a la viabilidad técnica y económica del CCS en el horizonte considerado.
- *Energía flexible.* En 2035 las renovables tendrán un papel crucial en el mix eléctrico, lo que hará necesario contar con

tecnologías que aporten flexibilidad para compensar los reducidos niveles de firmeza de estas. Las tecnologías flexibles con las que se cuente han de ser competitivas en costes para un funcionamiento de pocas horas al año (1.000-2.000 horas/año).

Entre estos recursos cabría considerar a la hidráulica regulable, el bombeo, el almacenamiento de aire comprimido (CAES, en sus siglas en inglés), los ciclos combinados y las turbinas de gas. Los ciclos combinados y las turbinas son tecnologías emisoras

por lo que, en un contexto con requisitos de descarbonización, aparece el reto en términos de rentabilidad de utilizar el CCS en tecnologías con pocas horas de funcionamiento y poca intensidad de CO₂.

Evolución de la política energética y ambiental

La evolución política, entendida como origen de objetivos en materia de política energética y normativa de carácter vinculante, juega un papel básico a la hora de realizar un análisis de carácter prospectivo.

Tabla 9. Balance eléctrico para 2020 según el Escenario alternativo.

	2009	2020	
	GW	GW	TWh
Régimen Ordinario	61,16	60,55	206,38
Hidráulica	16,09	20,00	34,00
Nuclear	7,72	7,26	55,60
Carbón	12,00	7,49	31,58
Ciclos Combinados	25,35	25,80	85,20
Régimen Especial	32,0	62,08	156,67
Cogeneración	5,90	8,37	30,55
Eólica onshore	19,14	35,00	71,64
Eólica offshore	0,00	0,75	1,85
Solar fotovoltaica	3,44	7,25	12,36
Solar termosolar	0,23	4,80	14,38
Hidráulica RE	2,55	2,50	6,29
Biomasa y biogás	0,75	1,75	10,70
Residuos	0,75	0,91	4,49
Tratamiento residuos	0,75	0,60	3,90
Energías del mar	0,00	0,10	0,22
Geotérmica	0,00	0,05	0,30
Producción bruta			363,05
Consumos en generación			8,97
Producción neta			354,08
Saldo neto exp-imp			-12,00
Consumos en Bombeo			12,08
Demanda (bc)		122,63	330,00

Con la información disponible en la actualidad, una propuesta de balance eléctrico para España en 2035/2050 debería tener en cuenta los siguientes elementos:

- *El cumplimiento de los objetivos renovables.* En la actualidad se dispone de forma vinculante del objetivo de alcanzar un 20% de renovables en 2020, lo que supondrá alrededor de un 40% de renovables en el sector eléctrico. El volumen de renovables fruto del cumplimiento de ese objetivo debería ser el punto de partida para el análisis de una propuesta de mix para 2035/2050.
- *Compromisos internacionales en materia de reducción de emisiones.* Hasta 2012, España tiene como compromiso el cumplimiento del Protocolo de Kioto y, en el horizonte 2020, se encuentran, por un lado, el objetivo europeo de reducción del 21% de las emisiones para los sectores industriales sometidos al comercio de derechos de emisión y, por otro, el objetivo nacional de reducción de las emisiones en los sectores difusos situado en el 10%. Más allá de 2020 el análisis se complica pues dependerá de los resultados de la COP de Durban, en diciembre de 2011, y de si la Unión Europea adopta un liderazgo político en esta materia y asume de forma vinculante el objetivo comunitario de reducir un 80-95% las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en 2050.
- *Decisión política sobre la tecnología nuclear.* Si se mantiene la limitación de la vida útil las centrales nucleares, la energía firme que requiere el sistema provendrá de instalaciones emisoras (ciclos combinados), dificultando el cumplimiento de los objetivos de reducción de emisiones. Asimismo, cabría realizar un análisis detallado sobre el impacto económico de-

rivado de no contar con esta opción, ya que podría resultar en un impacto al alza sobre los costes de generación.

En cualquier caso, cualquier decisión que se tome a este respecto, ya sea optar por el alargamiento de la vida útil de las centrales actuales o libertad a la instalación de nuevos grupos nucleares, deberá adoptarse en los próximos 5 años, ya que un plan de construcción de centrales nucleares necesitaría iniciarse con 10 años de antelación.

- *Otra normativa energética y ambiental.* Dentro de este ámbito uno de los elementos normativos de carácter ambiental que tendrá impacto a la hora de definir el papel tanto de las nuevas centrales térmicas como de las existentes es la recientemente aprobada Directiva de Emisiones Industriales.

Evolución tecnológica

Desde el punto de vista tecnológico, en el horizonte 2035-2050 será fundamental hacer un seguimiento de los posibles desarrollos tecnológicos que puedan tener lugar, ya que será un periodo clave en la transición hacia un nuevo modelo energético a nivel global.

Algunos posibles avances que habrá que seguir de cerca de cara al diseño de una propuesta de prospectiva energética en este horizonte serían:

- *Evolución de las curvas de desarrollo tecnológico de las energías renovables.* Esto es especialmente importante en el caso de aquellas tecnologías que muestran grandes perspectivas de reducción de coste futuro aun cuando en la actualidad cuentan con costes elevados, como es el caso de las solares, especialmente la termoeléctrica.

- *Evolución técnica de la energía nuclear.* Dentro de este ámbito habrá que prestar especial interés a la gestión final de los residuos radiactivos y a los proyectos de nueva capacidad de generación nuclear que se desarrollen a nivel global, que permitirán un mayor conocimiento sobre las características técnicas y económicas de los reactores de tercera y cuarta generación.
- *Necesidades en el ámbito de interconexiones y redes.* En cuanto a las interconexiones, el creciente papel de las energías renovables en el sistema español requerirá un incremento drástico de las interconexiones para mantener unos adecuados niveles de seguridad de suministro. En el ámbito de redes, serán especialmente relevantes las redes inteligentes. Su implantación fomentará un uso sostenible y eficiente del servicio eléctrico.

Las redes inteligentes implican una total modernización de la red eléctrica, para permitir automatizar la operación de las redes y la gestión activa de la demanda, mediante la incorporación de equipamientos digitales y nuevas tecnologías de comunicación e información. Su integración posibilitará la prestación de nuevos servicios, la mejora de la calidad de suministro y la atención a los clientes, así como integrar en el sistema eléctrico los nuevos activos y equipos esperados para el futuro próximo, como la generación distribuida (energías renovables e instalaciones de almacenamiento de energía), el vehículo eléctrico o el equipamiento doméstico inteligente.

El despliegue tendrá implicaciones sobre la demanda eléctrica y la gestión de activos, como el desplazamiento del consumo punta a valle, el mayor conocimiento de los perfiles de consumo reales de los consumidores, o la telegestión (lectura re-

mota e energía, potencia, y parámetros de calidad, programación remota de tarifas, y conexión y desconexión a distancia).

- *Evolución de la captura y almacenamiento de CO₂ y su incorporación a las centrales térmicas.* Todos los análisis de prospectiva tecnológica otorgan un papel muy importante a esta medida, que todavía cuenta con un elevado grado de incertidumbre tecnológica y de costes. Por ello será clave el seguimiento de su evolución y el análisis de su potencial para España en ese periodo.
- *Desarrollos en materia de tecnologías de la comunicación y la información y nuevos materiales para su aplicación en el ámbito de la edificación y el transporte.* Estos dos bloques se han identificado como los principales ámbitos sobre los que se deberá actuar para avanzar hacia la sostenibilidad del sector energético.
- *Desarrollos en almacenamiento de energía.* En la actualidad existe un cierto número de tecnologías de almacenamiento, cada una de ellas en un determinado estado de madurez y características técnicas (bombeo; almacenamiento de aire comprimido,... etc.). Las características de cada tecnología y su evolución futura condicionarán el papel que ostentarán en el futuro.
- *Evolución de las tecnologías en el ámbito del hidrógeno.* En el largo plazo, en función de la evolución tecnológica registrada el papel del hidrógeno puede llegar a ser muy relevante como sistema de almacenamiento que, además de ser reutilizable para su transformación en energía, podría resultar un combustible alternativo para el transporte.
- *Vehículo eléctrico.* El papel del vehículo eléctrico en la sostenibilidad del trans-

porte es un elemento sobre el que existe un amplio consenso. Desde el punto de vista tecnológico la clave estará en la evolución de las baterías, cuya mejora irá asociada a un incremento de las prestaciones y autonomía del vehículo eléctrico, lo que fomentará su implantación.

5. Reflexiones regulatorias

Tras plantear un análisis prospectivo centrado en el sector eléctrico español, tanto por el lado de la demanda como de la oferta, se ha considerado oportuno dedicar un apartado final a reflexionar sobre marco regulatorio que es necesario para alcanzar un sector eléctrico sostenible en el horizonte 2020/35/50. Las propuestas van más allá de las cuestiones relativas al mix energético ya que los retos no se pueden circunscribir exclusivamente a ese ámbito y muestran una elevada interrelación. En definitiva, se trata de aportar unas reflexiones, desde el punto de vista de los principios de la buena regulación, que permitan avanzar en el futuro hacia un sector eléctrico basado en tres pilares:

- La contribución a una economía competitiva y dinámica.
- La seguridad de suministro.
- La sostenibilidad ambiental (entendida principalmente como una senda de emisiones de CO₂ compatible con objetivos ambientales).

De este modo, teniendo en cuenta los retos a los que se enfrenta el sector eléctrico español (así como los plazos de ejecución y la vida útil de los activos en cuestión) y su impacto sobre el resto de la economía, se pone de manifiesto la necesidad de una estrategia energética clara, estable y predecible, que haga de la política energética

una cuestión de estado, y que oriente adecuadamente las decisiones de los distintos agentes.

Así, una de las primeras propuestas de carácter general consiste en recomendar al Gobierno la realización de un ejercicio prospectivo que dote de visión de largo plazo y de estabilidad al sector, estableciendo los rasgos característicos del modelo energético en el horizonte 2020-2050, y permitiendo adoptar decisiones sobre las distintas opciones que se plantean. El ejercicio prospectivo debería ser la base para trabajar de forma conjunta entre todas las fuerzas políticas para alcanzar un Pacto de Estado de la Energía con suficiente consenso para dotar al sector eléctrico de un marco regulatorio estable y seguro.

A continuación se presentan algunas reflexiones generales válidas para cualquiera de los dos periodos considerados, centradas en cuatro ámbitos: sostenibilidad económica y técnica de las políticas ambientales, infraestructuras de redes, aspectos asociados al desarrollo renovable, e I+D+i.

Sostenibilidad económica y técnica de las políticas ambientales

Los ejes de la política de sostenibilidad vienen marcados, como se ha comentado, por objetivos europeos de energías renovables, de eficiencia energética, y de reducción de emisiones.

En el ámbito de las energías renovables, España cuenta con un objetivo vinculante de alcanzar una participación de energías renovables que alcance el 20% de su consumo final en 2020 (que llega al 40% en el caso del sector eléctrico). El cumplimiento de este objetivo supone un importante coste, en términos de apoyos económicos, que recaen con mayor peso sobre conjun-

to de los consumidores eléctricos. Por esta razón, es necesario cumplir el objetivo renovable establecido por la UE para España, apostando por las tecnologías renovables más maduras, sin asumir compromisos adicionales, de forma anticipada y precipitada, que supondrían una reducción de grados de libertad de nuestra política energética y tendrían un importante impacto sobre el coste de suministro.

El sector eléctrico asume la mayor parte del objetivo de energías renovables y de su financiación. Lo primero es eficiente por su mayor capacidad técnica y económica para abordar este objetivo. Sin embargo, lo segundo introduce importantes ineficiencias al distorsionar la competitividad de la electricidad frente al petróleo o el gas natural al soportar costes por el cumplimiento del objetivo de renovables cuyo origen es el consumo de estas fuentes de energía.

Ante esta situación, se pone de manifiesto la necesidad de introducir mecanismos para repartir el coste del cumplimiento de objetivos globales, como el de energías renovables, entre el conjunto de la sociedad, ya sea con recargos sobre el conjunto de productos energéticos o el establecimiento de una partida en los Presupuestos Generales del Estado. Otra medida que resultaría muy interesante en esta línea, consistiría en destinar los recursos económicos obtenidos de las subastas de derechos de CO₂, que se llevarán a cabo durante el periodo 2013-2020, a financiar el coste de los apoyos a las energías renovables.

Más allá de las energías renovables se debe reconocer el importante papel de la eficiencia energética para avanzar hacia el cumplimiento de los objetivos de sostenibilidad de política energética que se han considerado a la hora de establecer los escenarios para los periodos 2020 y 2035,

siendo especialmente importante centrar los esfuerzos en el ámbito de la edificación y el transporte.

En términos generales, para mejorar la eficiencia energética es fundamental: contar con una señal de precio eficiente, disponer de estándares exigentes, fomentar los servicios energéticos, y avanzar en la información y sensibilización de la ciudadanía sobre esta cuestión. En edificación, más allá de los instrumentos regulatorios, hay que mejorar el perfil energético del parque de edificios a través de un programa masivo de reformas (aislamientos, implantación de bombas de calor,...). En transporte, debe constituirse como un objetivo estratégico la necesidad de avanzar en su electrificación, como forma de avanzar en su sostenibilidad (promoción del ferrocarril para viajeros y mercancías, promoción del vehículo eléctrico,...).

En relación a la financiación de las medidas de eficiencia energética, cabe destacarse que la situación actual, en la que se financian con cargo a las tarifas de acceso de la electricidad, es ineficiente debido al carácter global de las políticas de eficiencia energética (que incluyen medidas para el transporte, las actividades agrarias,...). En esta ocasión, una vez más se carga sobre el consumidor eléctrico la financiación de una política energética que beneficia al conjunto de la sociedad. Así, es necesario tener en cuenta que la partida de costes de acceso destinada a financiar las políticas de eficiencia energética está establecida como un elemento coyuntural, que deberá tender a desaparecer, trasladándose a Presupuestos Generales del Estado.

A la hora de abordar la sostenibilidad económica de los tres pilares de las políticas ambientales —energías renovables, eficiencia energética y reducción de emisiones—

se debe tener en cuenta el debate creciente que está surgiendo, fundamentalmente desde ámbito europeo, sobre las posibles ineficiencias que se pueden producir al intentar cumplir simultáneamente los tres objetivos. En este sentido, desde muchos ámbitos se plantea el establecimiento de un único objetivo de reducción de emisiones a largo plazo, ofreciéndose libertad para minimizar el coste de su cumplimiento, ya sea con medidas de eficiencia energética o a partir de energías renovables.

Infraestructuras de red

Las inversiones en infraestructuras de redes de transporte y distribución son necesarias y complementarias a las de generación, para compatibilizar el aumento de la producción con fuentes de energía renovable y distribuida, y conseguir los objetivos marcados en las políticas energéticas (por ejemplo, integración de energías renovables).

Se requiere un incremento general de la robustez del conjunto del sistema eléctrico. Redes diseñadas para llevar energía desde las redes de transporte a los centros de consumo, deberán absorber cada vez más generación renovable. Esto tiene dos implicaciones fundamentales: 1) por un lado un flujo de energía bien conocido —al conocer la demanda— se convierte en otro mucho más variable e impredecible —al incluir la energía vertida por las centrales renovables—; y 2) estas líneas diseñadas (además de las líneas, todos los elementos de protección) para un flujo de un único sentido transporte → distribución → consumo deben absorber flujos de energía con sentidos cambiantes y no conocidos, por lo que su arquitectura y protecciones deben ser revisadas y reforzadas.

La distribución es la principal responsable de la calidad de suministro y todavía que-

dan muchos elementos regulatorios en los que avanzar en este ámbito. El nuevo sistema retributivo de esta actividad mejora las señales a la inversión, pero no se ha concretado. Así, se deberá avanzar en el desarrollo del nuevo sistema retributivo de la actividad de distribución, de forma que se garantice un nivel de calidad de suministro adecuado mediante el acuerdo empresa–regulador–Administración (central y autonómica) para el desarrollo de las redes correspondientes, y un reconocimiento suficiente a los capitales invertidos.

El plazo actual para la tramitación administrativa y puesta en servicio de instalaciones de red es muy largo (4-8 años), lo que dificulta la disponibilidad de las instalaciones necesarias para garantizar la seguridad de suministro. Asimismo, criterios y requisitos de Administraciones locales sobre un tramo de línea pueden llegar a condicionar la ejecución de toda la instalación. Entre las medidas necesarias para afrontar esta problemática cabría destacarse las siguientes:

- Acortar el plazo de la puesta en servicio de las instalaciones de red de forma segura y sin disminuir los requisitos medioambientales.
- Establecer, en aras del bien común, mecanismos regulatorios para eliminar la posibilidad de que las Administraciones locales limiten la ejecución de toda una instalación cuyo ámbito excede a su marco geográfico. Todas las medidas que se desarrollen en este ámbito deben tener en cuenta el principio de corresponsabilidad institucional.

Las redes inteligentes fomentan el uso sostenible y eficiente del servicio eléctrico, potenciando la reducción de pérdidas, la disminución de emisiones, abaratando los costes, y mejorando la calidad de servicio.

Pero todo cambio tecnológico implica una inversión inicial fuerte que se rentabiliza por la sociedad a largo plazo. La política energética debe tener en cuenta todo esto y desarrollar mecanismos para incentivar la inversión en smart-grids y desarrollar más proyectos de mediana escala, que permitan acelerar la progresiva introducción de estas tecnologías en la red actual.

Los niveles actuales de interconexión eléctrica con Francia son insuficientes para hacer frente a los objetivos de sostenibilidad fijados por la UE, especialmente los de energías renovables. Se debe aumentar los actuales niveles de interconexión, para cumplir los objetivos establecidos por la UE y reducir la necesidad de centrales de generación tradicional que sirvan de respaldo a las fuentes renovables.

Aspectos asociados al desarrollo renovable

La elevada participación de las energías renovables que se alcanzará en cualquiera de los escenarios considerados requerirá el cumplimiento de tres elementos: 1) presencia de energía de respaldo que complemente la reducida gestionabilidad de las renovables; 2) incremento de las interconexiones para reforzar la seguridad de suministro, reforzando la firmeza del sistema; y 3) compatibilizar el cumplimiento del objetivo de renovables con el objetivo de reducción de emisiones, para lo que puede plantear dificultades el hecho de que la potencia de respaldo (fundamentalmente, ciclos combinados de gas) es una tecnología emisora.

En primer lugar, el nuevo contexto caracterizado por una elevada participación de energías renovables y una reducción en las horas de funcionamiento de las tecnologías convencionales, en particular, de los ciclos

combinados de gas natural plantea la necesidad de realizar ajustes regulatorios en el caso del mercado organizado de corto plazo (mercado spot) para adaptarlo al nuevo paradigma, (que lleva a la depresión del precio del mercado, el desplazamiento de la generación térmica y mayores costes operativos de la generación convencional), que cuenta además con una demanda eléctrica con reducido crecimiento, e importantes limitaciones ambientales en términos de emisiones de CO₂. Una de las medidas más importantes a adoptar en este ámbito será la adaptación del sistema de pagos de potencia al nuevo mix eléctrico.

En segundo lugar, tal y como se ha puesto de manifiesto a lo largo de todo el análisis realizado, el cumplimiento del objetivo de renovables de forma eficiente y segura requiere el incremento de las interconexiones con Francia en línea con el objetivo europeo del 10% para 2020, y más allá en el horizonte 2030. Para alcanzar este objetivo es necesario:

- Promover en el ámbito de las negociaciones comunitarias la ampliación de la interconexión con Francia para lograr el objetivo de que la interconexión sea al menos de un 10% de la capacidad en 2020, cumpliendo el mandato del Consejo Europeo de 2002.
- Condicionar el cumplimiento de los objetivos de renovables en España a un efectivo aumento de la capacidad de interconexión, o recibir una compensación económica por el aumento de costes que implica su desarrollo en un sistema aislado del europeo.

En tercer lugar, se debe tener en cuenta que para el cumplimiento del objetivo de reducción de emisiones, en una senda de plena descarbonización de la producción eléctrica

en el horizonte 2050, será necesario disponer de energía de respaldo con emisiones muy reducidas y tecnologías firmes no emisoras en el mix. Esto, por un lado, plantea la necesidad de avanzar en el desarrollo del CCS, teniendo en cuenta el reducido papel que ocupará en España debido a la escasez de almacenamientos y, por otro, contar con la energía nuclear, como tecnología firme, segura, y no emisora.

La captura y secuestro de CO₂, aplicable a las fuentes de generación que utilizan fuentes de energía fósil (carbón y gas), está en

fase de I+D, existiendo gran incertidumbre en cuanto al plazo para su disponibilidad comercial y su coste. Hay que tener especialmente en cuenta que esta no debe ser una línea prioritaria para España, ya que no dispone de emplazamientos adecuados para almacenamiento ni de recursos de carbón abundantes y de calidad.

La energía nuclear es una tecnología muy adecuada para obtener energía firme y libre de emisiones y, además, de forma económica, por lo que resultará necesario la apertura de un debate público sobre esta

tecnología, explicando sus pros y contras. La urgencia de esta medida es máxima, ya que estas inversiones, tanto para la ampliación de la vida de las instalaciones existentes como para las nuevas que hipotéticamente se aborden, se deben planificar con 10-15 años de anticipación. Retrasar esta decisión implicará tener que desarrollar otras tecnologías, ante la imposibilidad de realizar inversiones con la suficiente antelación para ampliar la vida de estas centrales debido a la incertidumbre generada con las decisiones adoptadas en esta materia.

