

Prospectiva de la electricidad en España

FERNANDO BECKER ZUAZUA

Departamento Economía Aplicada, UNIVERSIDAD REY JUAN CARLOS, ESPAÑA. E-mail: fernando.becker@urjc.es

RESUMEN

En los últimos años el sector de la electricidad se ha visto sometido a intensos cambios de naturaleza tecnológica, social, ambiental, económica y política. En este artículo se plantea un ejercicio de prospectiva en el que dichos condicionantes son analizados y en función de los mismos se elabora un escenario base de demanda y de oferta de generación de electricidad. Desde la perspectiva de la demanda, las enormes ventajas que para el sistema supone el ahorro en el consumo de electricidad, hace necesario abordar mejoras de eficiencia, modernizar las redes de distribución (smart-grids), llevar a cabo la progresiva eliminación de las tarifas reguladas y un desarrollo institucional que garantice una regulación de calidad y una elevada competencia entre los agentes. Por el lado de la oferta, es necesario insistir en la importancia de la planificación a largo plazo en la que los factores claves serán, la promoción masiva de renovables y la gestión de una creciente potencia instalada con una utilización muy intermitente.

Palabras clave: Planificación energética, política industrial, oferta y demanda de energía.

Foresight for the Electricity Sector in Spain

ABSTRACT

In recent years the electricity sector has undergone a deep transformation due to social, environmental, economical, political and technological drivers. The present paper set out a baseline scenario for electricity demand and supply in Spain, taking into account such factors. From the demand point of view, the enormous advantages derived from savings in electricity consumption suggest development of smart-grid, the progressive suspension of regulated tariff, and further development of institutional framework with the objective of improving regulation quality and promote competition. On the supply side, the efforts should focus on a long term planning, where main keys should be promotion of renewable energy, and the management of an increasing amount of plants with very intermittent usage.

Keywords: Energy Planning, Industrial Organization, Offer and Demand of Energy.

Clasificación JEL: Q48, Q41, L52

1. INTRODUCCIÓN

Las actividades relacionadas con la producción, transporte y distribución de electricidad, se han visto sometidas en los últimos años a profundos y rápidos cambios. Para definir, con responsabilidad y realismo, los objetivos de la política energética relacionados con el sector de la electricidad, se deben evaluar las nuevas tendencias de oferta y demanda a largo plazo, su consistencia y los efectos sociales y económicos. Estas cuestiones, marcarán el trasfondo del desarrollo regulatorio que guiará la evolución del sector hacia los objetivos definidos políticamente.

Tradicionalmente, y debido a las profundas implicaciones que tiene la generación de energía sobre el desarrollo económico y el bienestar social, el objetivo de la política energética ha consistido en garantizar los requerimientos de energía de la sociedad, a un precio que no ponga en riesgo la competitividad de la actividad económica de las empresas, ni la accesibilidad a los recursos energéticos de los hogares. En los últimos años se ha añadido un objetivo adicional a esta política, la reducción del impacto del sistema energético sobre el medio ambiente, que se concreta en la reducción de la emisión de gases de efecto invernadero y otros contaminantes atmosféricos dañinos para el medio ambiente y la salud. Este último objetivo ha supuesto un gran condicionante en el diseño de las políticas energéticas de la última década.

La reciente coyuntura de crisis económica ha hecho que las autoridades de los países y también las autoridades supranacionales, reevalúen el equilibrio de prioridades entre los tres objetivos de la política energética: garantía de suministro, competitividad y sostenibilidad ambiental. Analizando las medidas adoptadas, y refiriéndonos a escala agregada, se puede concluir que no se ha relajado la exigencia de un sistema energético bajo en carbono. En algunos países con presiones en sus cuentas públicas, paradójicamente los más desarrollados, se está prestando una mayor atención a la optimización de los costes, pero en términos generales no se han reducido los objetivos medioambientales definidos en la etapa de anterior a la crisis. En los países en desarrollo, especialmente en Asia y en Latinoamérica, el compromiso con un sistema energético menos contaminante se está fortaleciendo. Se puede afirmar que el objetivo de reducir el impacto ambiental se mantiene, y que en paralelo, este objetivo se ha visto complementado por la creciente necesidad de abaratamiento de costes del sistema energético, lo que ha llevado a un mayor desarrollo de tecnologías de producción de energía limpia con menor coste económico.

Asimismo, se ha de tener en cuenta el progresivo avance de la electricidad en el modelo energético de los países desarrollados durante los últimos años. La mayor versatilidad como fuente de energía final, así como también sus mayores ventajas en materia de transporte al por mayor y posterior distribución al por menor, hacen que el consumo de energía eléctrica este sustituyendo a otras

formas alternativas de energía final. Pero además de aportar importantes ventajas para los consumidores, el mayor peso de la electricidad en el modelo energético también facilita la ampliación de las medidas de eficiencia energética. Asimismo el uso de energías limpias en la generación de electricidad permite reducir la emisión de gases de efecto invernadero, y contribuye a mitigar la vulnerabilidad derivada de la dependencia de los combustibles de origen fósil.

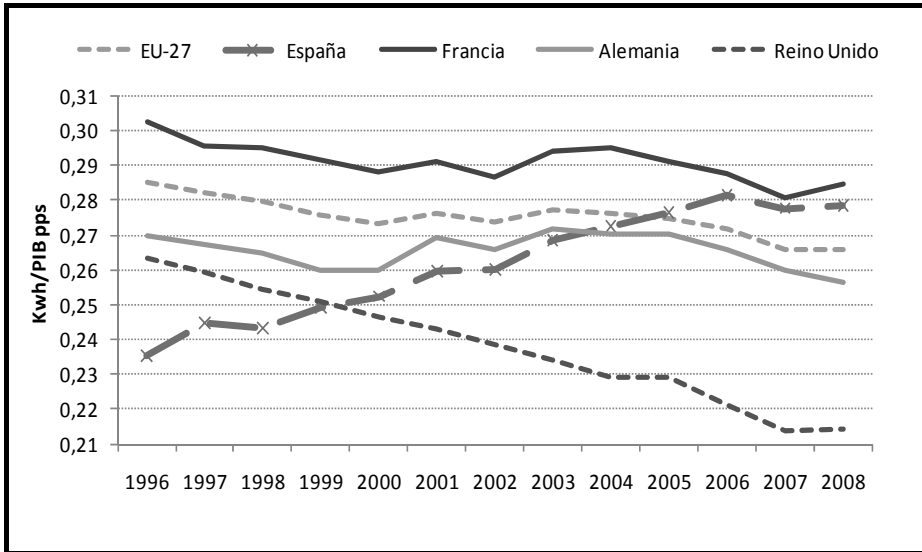
Por todos estos motivos la electricidad se sitúa en el epicentro del sistema energético, y por tanto en el del diseño de la política energética. Para la toma de decisiones en este sector, muy intensivo en capital y con periodos de maduración de muy largo plazo, se hace necesario realizar un análisis de prospectiva. Este análisis permite elaborar un escenario de evolución esperado para el sector en función de los principales factores que lo condicionan (técnicos, políticos, económicos y sociales) permitiendo extraer conclusiones que sirvan de base para la definición de la política energética, sus objetivos y su regulación.

En los siguientes epígrafes se acomete este análisis para la economía española, tanto por el lado de la demanda como por el de la oferta, para posteriormente extraer una serie de conclusiones.

2. ESCENARIO DE DEMANDA

En todas las economías, el consumo eléctrico evoluciona muy correlacionado al Producto Interior Bruto (PIB). Sin embargo, mientras que en la mayoría de los países desarrollados la intensidad eléctrica -Kwh consumidos por cada unidad de PIB producida- ha ido reduciéndose en los últimos años, en España este ratio se ha incrementado de forma continua. El crecimiento medio del PIB nacional en el periodo 1996-2005 se ha situado en torno al 3,8%. En este mismo periodo, el crecimiento acumulativo anual del consumo eléctrico ha superado el 5,5%, pasando así de una intensidad en el año 1996 de 0,24 Kwh por unidad de PIB, a 0,28 en el 2005. En el mismo periodo, el Reino Unido ha pasado de registrar una intensidad en 1996 de 0,26, a 0,23 Kwh por unidad de PIB en 2005.

Gráfico 1
Intensidad eléctrica



Fuente: Eurostat.

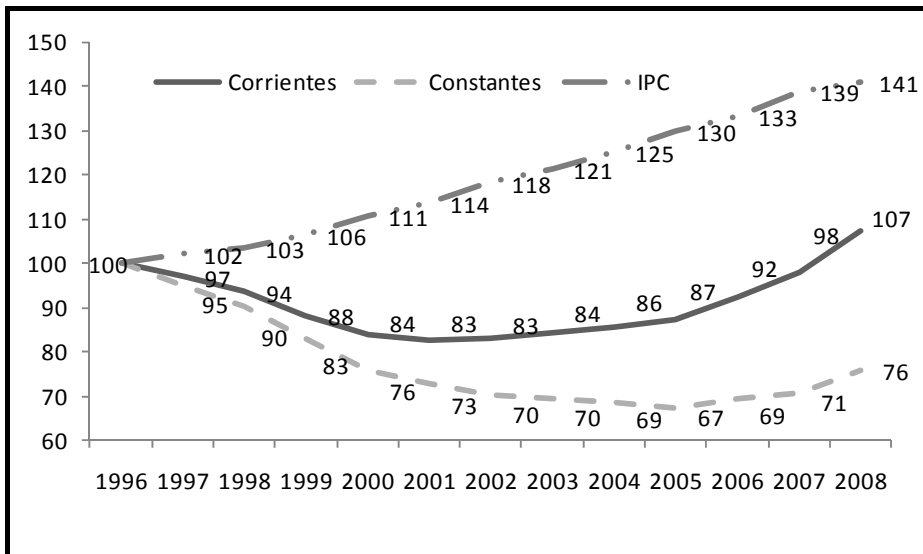
A partir de 2005 y hasta 2008 (último año para el que existen datos homogéneos para los países de la UE) el consumo eléctrico por unidad de PIB en España se ha estabilizado en 0,28. Si bien este último es un dato positivo en un contexto histórico de sucesivos incrementos, el diferencial con varios de nuestros socios europeos sigue aumentando, al continuar éstos su senda descendente. El Reino Unido alcanzó en 2008 una intensidad de 0,21 Kwh por unidad de PIB.

El aumento de la intensidad eléctrica en el periodo gravita fundamentalmente en el comportamiento del sector residencial e industrial. El incremento en el número de hogares, fruto del crecimiento de la población y la reducción del tamaño medio del hogar, y el mayor nivel de equipamiento de los mismos, gracias a las ganancias en renta, explican en buena parte el significativo aumento del consumo eléctrico en el sector residencial. El auge experimentado por el sector de la construcción, y el efecto tractor de éste sobre industrias auxiliares altamente intensivas de electricidad, también influyó en el incremento de la intensidad eléctrica en el sector industrial.

Por otro lado, la evolución del precio de la electricidad por debajo del IPC durante la mayor parte del periodo, ha influido en los niveles de intensidad eléctrica que hemos alcanzado. La electricidad en España, tradicionalmente más barata que en Europa, y la evolución de su precio, ha incidido en los hábitos de

consumidores y empresas favoreciendo comportamientos menos eficientes en el uso de la electricidad que los países de nuestro entorno.

Gráfico 2
Evolución acumulada de la tarifa media de la electricidad (%)



Fuente: UNESA.

La evolución futura de la demanda de electricidad vendrá determinada fundamentalmente por el ritmo del crecimiento económico y por el comportamiento de la intensidad. Este último dependerá del modelo de crecimiento económico, del proceso de electrificación de la economía -fundamentalmente del transporte- y de la mayor o menor eficiencia en el uso del insumo eléctrico.

Como ya se ha mencionado anteriormente, el sector eléctrico español se ha caracterizado por el fuerte incremento de la demanda que ha exigido la realización de elevadas inversiones para garantizar su cobertura.

La crisis económica ha supuesto un cambio en el modelo productivo que modificará las tendencias observadas en la demanda eléctrica durante los últimos años. En primer lugar, a la contracción de la actividad económica experimentada durante el 2009 y 2010, se une la moderación del crecimiento previsto a medio plazo. En segundo lugar, se prevé un ligero crecimiento de la intensidad eléctrica en base al mantenimiento de tenues incrementos en el sector residencial y especialmente los nuevos progresos del sector transporte; más concretamente el desarrollo de la electrificación del transporte por carretera y el mayor uso del transporte ferroviario, tanto de mercancías como de viajeros.

No obstante, el incremento de intensidad eléctrica será absorbido por los avances en eficiencia energética necesarios para cumplir el compromiso adoptado con la Unión Europea, según el cual se debe obtener para 2020 un 20% de eficiencia en el consumo de energía primaria prevista.

Tabla 1
Previsión de demanda de electricidad (TWh*)

	Año 2020	Año 2030
Mejora de eficiencia de 0%	330	415
Mejora de eficiencia de 10%	297	375
Mejora de eficiencia de 20%	264	336
(*) 1Twh = 10 ⁹ Kw		

Fuente: Elaboración propia.

La combinación de la ralentización de la actividad económica, el comportamiento de la intensidad eléctrica y el cumplimiento de los objetivos planteados en cuanto a eficiencia energética para 2020 (reducción del 20%) conllevaría una evolución de la demanda eléctrica sin apenas incrementos hasta 2020. Si no se alcanza el objetivo pactado y la mejora de eficiencia se queda en el 10%, la demanda pasaría de los 260 TWh consumidos en 2010 a 297 TWh en 2020, lo que equivale a un aumento del 14% (un 1,3% en tasa de crecimiento acumulativa anual). Por último, si no se producen cambios en la eficiencia, la demanda se incrementaría más de un 26% (2,4% en tasa acumulativa anual), llegando hasta los 330 TWh las previsiones para 2030 se situarían entre los 336 TWh en el supuesto de que se cumplieren los objetivos de eficiencia planteados para 2020 y los 415 TWh en el caso de incumplimiento.

A la vista de los escenarios previstos se hace patente la necesidad de abordar las mejoras de eficiencia. Los beneficios derivados de una menor necesidad de electricidad para la actividad económica de un país, redundan en varios aspectos que caracterizan una política energética sostenible. Evita muchas de las emisiones nocivas, reduce la dependencia energética exterior y favorece la competitividad exterior de las empresas. Para ello resulta esencial impulsar, desde el ámbito de la política energética el desarrollo de tecnologías que ayuden a reducir el consumo (gestión activa de la demanda, smart grids, etc), así como también avanzar en la liberalización de las tarifas para que el precio cumpla la función de lanzar las señales de mercado que garanticen un uso eficiente de la energía eléctrica.

3. CONFIGURACIÓN DE LA OFERTA

El desarrollo de la capacidad de generación de electricidad necesaria para satisfacer la demanda prevista, está sujeto a condicionantes de muy diversa índole tales como los compromisos institucionales adquiridos a escala internacional, los requisitos técnicos del sistema eléctrico, el nivel de desarrollo de las infraestructuras de transporte e interconexiones internacionales, la evolución de las condiciones de mercado (tanto financiero como de materias primas), la estructura empresarial del mercado, la disponibilidad de fuentes primarias de energía, las preferencias sociales y, por supuesto, la propia configuración del sistema en el presente.

El actual parque de generación peninsular en potencia instalada está compuesto en un tercio por tecnologías del régimen especial¹ (principalmente eólica, cogeneración, y fotovoltaica), un 40% por instalaciones de tecnología térmica mediante combustibles fósiles, un 17% de origen hidráulico y un 8% de nuclear. En términos de producción, las energías de régimen especial reducen su participación hasta el 32%, las nucleares aumentan por encima del 20%, los ciclos combinados de gas natural suponen un 23%, la energía procedente de los grandes embalses representa un 13% y la de las tecnologías térmicas de carbón un 8%.

Tabla 2
Balance de energía eléctrica en España 2010 (Peninsular)

	Potencia instalada%	Producción %
Hidráulica	17.1	13.6
Térmica carbón	11.7	8.0
Térmica fuel-gas	2.9	0.7
Ciclo combinado	25.9	23.2
Nuclear	7.9	22.2
Régimen especial	34.5	32.4

Fuente: Red Eléctrica de España.

Las características intrínsecas a cada tecnología, las condiciones de los mercados internacionales de materias primas y capitales y la propia regulación, determinan la desproporción existente entre potencia y producción. Pese a que

¹ Concretamente se refiere a la producción de instalaciones cuya potencia instalada es inferior a los 50 Megawattios, que utilizan fuentes de energía renovables (solar, eólica, hidráulica y biomasa), residuos y cogeneración.

todas las tecnologías generan un bien homogéneo, utilizan una combinación de recursos naturales, financieros y tecnológicos muy diversos, que hacen que sean segmentadas por tipos de destino de la producción. Algunas son más convenientes para cubrir la demanda base del sistema y otras para la demanda en punta. La revisión de estas características es fundamental para poder seleccionar la tecnología de producción más adecuada para cubrir la demanda.

La tecnología térmica de origen nuclear se caracteriza por producción estable durante su vida útil, sólo sujeta a paradas por operaciones de mantenimiento y recarga de combustible, fácilmente programables y de no demasiada duración, si no se presentan imprevistos. Es por tanto una tecnología que ofrece una elevada disponibilidad en la producción, que no genera emisiones de gases de efecto invernadero y con una estructura de costes muy estable y con bastante grado de independencia frente a los mercados internacionales de combustibles fósiles. Sin embargo esta tecnología presenta problemas de aceptación social y no es gestionable pues opera generalmente a plenitud de potencia.

Por otra parte en las centrales térmicas que utilizan combustibles fósiles, conviene diferenciar entre las de carbón, los ciclos combinados de gas y las turbinas simples de gas. Las instalaciones basadas en carbón son considerablemente más contaminantes que las basadas en gas. Especialmente en comparación con las centrales de ciclo combinado, el volumen de emisiones de gases de efecto invernadero es cerca de tres veces superior². Además también emiten otras partículas nocivas para la atmósfera (SO₂ y NO_x)³, sujetas a una regulación europea cada vez más restrictiva. Ello obliga a fuertes inversiones⁴ en las plantas o, por el contrario, planificar su cierre progresivo⁵ en aquellas instalaciones antiguas con bajo nivel de utilización. En la actualidad, el 80% de la capacidad instalada, tiene una antigüedad entre 25 y 35 años, por lo que, según la norma de la Unión Europea, en 2016 deberán optar por su cierre tras 20.000 horas de funcionamiento entre 2010 y 2023, trabajar en punta un máximo de 1500 horas/año, o realizar una fuerte inversión para extender su vida útil y poder producir más de 1.500 horas/año. Los desarrollos de captura y almacenamiento de CO₂ se encuentran en fase de investigación y desarrollo,

² Centrales de carbón actual emiten aproximadamente en media 950 kgCO₂/Mwh, las nuevas centrales de carbón (super-crítico) 750 kgCO₂/Mwh, las de Ciclo Combinado de Gas 350 kgCO₂/Mwh y las turbinas de gas 560 kgCO₂/Mwh.

³ Dióxido de azufre y óxido de nitrógeno.

⁴ Según la normativa de la Unión Europea, además de la reciente instalación de desulfuradoras destinadas a reducir la emisión de SO₂, sería necesario una nueva inversión para instalar un reactor SCR (selective catalytic reduction), calculada entre 100 y 200 euros/Kw, para reducir la emisión de NO_x.

⁵ Directiva 2010/75/UE del parlamento europeo y del consejo de 24 de noviembre de 2010 sobre las emisiones industriales (prevención y control integrados de la contaminación) (versión refundida)

impulsados por ayudas públicas europeas. Para España, la aplicación de esta innovación parece limitada ante la escasez de emplazamientos cercanos y geológicamente adecuados para el almacenamiento de estos gases. El transporte hasta pozos de más capacidad de almacenamiento, localizados principalmente en el Atlántico Norte y en el centro de Europa donde abundan yacimientos agotados de petróleo o de carbón, conlleva largos desplazamientos y consecuentemente encarecen su coste. Además, pese a la existencia de reservas nacionales de carbón, es una tecnología dependiente de la evolución de los mercados internacionales de combustibles fósiles y de emisiones. En el lado positivo, esta tecnología ofrece una elevada disponibilidad y aunque no es la de mayor velocidad de respuesta, también puede atender a cambios del factor de carga, por lo que contribuye positivamente a dar firmeza al conjunto del sistema. Los ciclos combinados de gas, además de sus menores emisiones de gases de efecto invernadero, apenas emiten partículas de SO_2 y sus emisiones de NO_x son muy inferiores a las de las centrales de carbón. Esta tecnología permite una rápida adaptación de su producción a las exigencias de la demanda, al poder ofrecer rápidas subidas y bajadas de carga, así como un corto tiempo de arranque. Tiene por tanto algunas ventajas de gestión y ambientales frente a las centrales de carbón, mientras que como veremos posteriormente, el lado menos atractivo es su exposición a los precios del combustible y su dependencia del exterior. Las turbinas de gas, por su parte, son más intensas en combustible que los ciclos combinados y generan más emisiones, pero su velocidad de respuesta ante cambios en la carga es muy rápida.

La energía hidráulica (no la fluyente, sino la regulable mediante embalses) ofrece muchas ventajas de gestión gracias a su rápida velocidad de acoplamiento y facilidad de adaptación de carga. Asimismo, permite, con ciertas limitaciones derivadas de la irregularidad de la pluviosidad y de la gestión hidrográfica de las cuencas para otros usos, el almacenamiento de energía. Su impacto ambiental se concentra en las cuestiones relacionadas con el tratamiento del agua y del entorno de la cuenca, y no supone emisiones contaminantes a la atmósfera. Lamentablemente el potencial de aumento de emplazamientos o de repotenciación es limitado, aunque recientemente se han puesto en marcha nuevos desarrollos en la península ibérica. Donde existe más capacidad de crecimiento es en el desarrollo de centrales de bombeo puro, extremadamente idóneas para la gestión de las puntas de demanda.

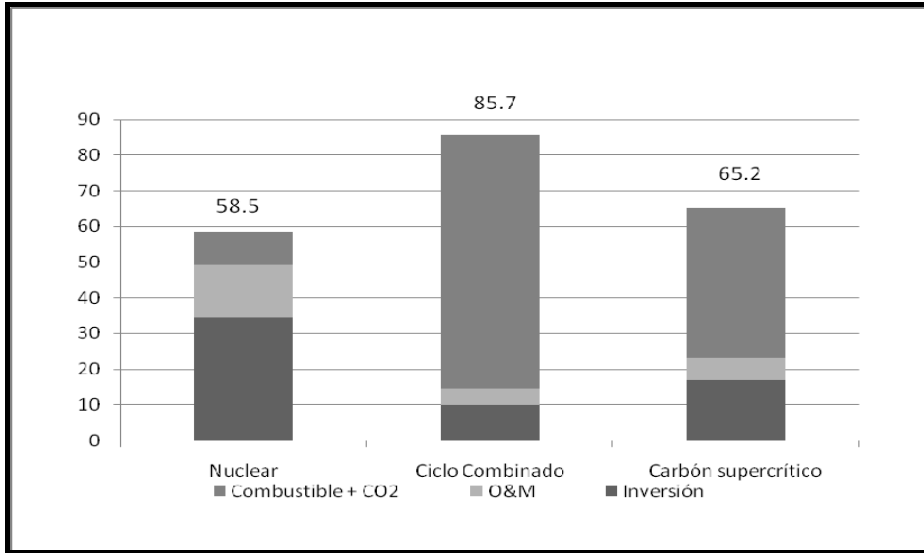
En cuanto a las tecnologías de régimen especial, destacan especialmente la de origen eólica y solar. Su principal inconveniente radica en la dificultad de su gestión. Ambas tecnologías se caracterizan por ser poco flexibles y aunque se ha avanzado mucho en los modelos de predicción del viento y sol, todavía existe un alto grado de incertidumbre sobre la capacidad de generación horaria de ambas tecnologías. Por esta razón requieren otras fuentes que sirvan de respaldo a la potencia que pueden dejar de aportar al sistema cuando el recurso

eólico o solar se desvanecen. Además, el desarrollo a gran escala de ambas tecnologías requiere de una adaptación de la red de transporte y distribución, por su dispersión geográfica y la brusquedad de sus vertidos a la red. No obstante, en ambos casos aportan un gran potencial de generación de energía eléctrica a partir de un recurso autóctono, renovable y que no emite contaminación atmosférica, lo que supone grandes ventajas desde el punto de vista ambiental y de seguridad de suministro.

La consideración de estas características a la hora de plantear el diseño del mix de producción se fundamenta en un hecho, no siempre tenido en cuenta, como es que la electricidad no es una commodity tradicional, pues la valoración del producto final, cambia en función de la hora del día ofertada y también de la época del año y del día de la semana. Así, la diferencia de las instalaciones de producción en estructura de costes y características de funcionamiento, hace que haya tecnologías más adecuadas para cubrir las puntas (alta flexibilidad en el ritmo de la producción) y otras más idóneas para la producción en base (producción constante, muy voluminosa y poco modulable). Infraestructuras con un componente de costes fijos elevado y bajo costes variables, son adecuadas para producción en base, mientras que para las puntas, lo más conveniente son tecnologías de bajo coste fijo siendo menos importante que el coste variable sea elevado. También hay cuestiones adicionales a tener en cuenta, como la inclusión de los costes ambientales en el precio, la eventualidad de disponer o desarrollar capacidad de almacenamiento, y otras cuestiones también importantes como la introducción de competencia en el propio mercado.

Todas estas cuestiones han de ser tenidas en cuenta, junto a la tradicional referencia para plantear el mix energético, como es la de los costes de generación por tecnología. En el gráfico adjunto, se muestran los resultados de la proyección de los costes de generación de electricidad elaborado por la Agencia Internacional de la Energía (2010) tomando el caso de la mediana del conjunto de países de la OCDE analizados en dicho estudio para las tecnologías de base (8.000 horas de funcionamiento al año).

Gráfico 3
Coste total electricidad (\$/Mwh)



Fuente: AIE. Projected costs of generating electricity. (2010). pp. 103.

Se ha tomado el caso de la mediana, dada la existencia de una considerable dispersión, debido a la diferente casuística de los países. Estos datos han de ser, por tanto, interpretados con cautela. Se realizan a partir de una serie de hipótesis sobre la evolución de costes de combustibles y del CO₂, vida útil de las instalaciones, periodos y costes de construcción, capacidad de las instalaciones y factor de carga de utilización de las mismas. Estas hipótesis son definidas por un conjunto de expertos de diversos países. No obstante no hay ninguna tecnología de producción de electricidad que resulte significativamente más barata en todos los sistemas eléctricos del mundo, lo que revela la elevada importancia de factores particulares de cada país tales como las condiciones geográficas y orográficas, la disponibilidad y acceso a combustibles fósiles y otros recursos energéticos renovables, así como también los aspectos regulatorios y los financieros.

Con las debidas precauciones para su aplicación al caso español, el estudio revela una mayor eficiencia económica en la generación con tecnología nuclear frente al carbón (-10%) y frente al ciclo combinado de gas (-32%)

Además de las cuestiones técnicas y económicas, revisadas de forma resumida, también los compromisos internacionales adquiridos en materia medioambiental, suponen un importante condicionante. En el marco del protocolo de Kioto, la Unión Europea ha adquirido una serie de obligaciones de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, que posteriormente se ha desarrollado

y ampliado de manera vinculante para los países miembros en una serie de compromisos en materia energética, que afectan muy directamente al sector energético en general y al eléctrico en particular. Concretamente el sector eléctrico español va a jugar un importante papel en la reducción de emisión de gases de efecto invernadero de un 20%⁶ respecto a 1990, en conseguir una mejora de la eficiencia energética del 20% frente al escenario tendencial y en alcanzar un objetivo de energía renovable sobre la energía final del 20%. Este último resulta el compromiso más relevante respecto a la definición del mix de energía eléctrica ya que, para dar cumplimiento a este objetivo, se ha otorgado un papel predominante al sector eléctrico por ser aquel que tiene mayor capacidad técnica y madurez tecnológica para su incorporación. En el marco español, se da cumplimiento a dicho objetivo con el Plan de Acción Nacional de energías Renovables 2011-2020 enviado a la Comisión Europea, en el que no sólo se han asumido objetivos muy superiores a los establecidos para España por la UE sino que también se ha optado por otorgar un elevado peso a tecnologías renovables más costosas, como las solares. Además, aunque el compromiso está ligado al consumo de todas las energías, y no solamente de electricidad, el esfuerzo para la consecución del objetivo nacional se concentra en el sector eléctrico, fijándole un objetivo propio del 40% en 2020.

Por tanto, el incremento de la producción de electricidad con tecnologías renovables contribuye a cumplir con varios de los compromisos internacionales adquiridos simultáneamente. Por este motivo, además de sus ventajas ambientales y de seguridad de suministro, ha sido estimulado con una regulación favorable en los últimos años. No obstante, se ha de tener en cuenta que su adecuado desarrollo no está exento de desafíos, tanto de naturaleza técnica como económica y de regulación. Por el lado técnico, supone un reto para el desarrollo de la red y para la gestión de la producción. Durante el ejercicio 2010, el sistema eléctrico nacional ha dado muestras de una gran capacidad de integración de gran volumen de energía de origen renovable, especialmente la eólica que ha marcado niveles record, gracias no sólo al aumento de la potencia instalada, sino especialmente por la mayor cantidad de recurso eólico. La fuerte eolicidad del primer y último trimestre del año, se refleja en el máximo histórico de cobertura mensual de demanda del mes de febrero, con un 21%. En noviembre se produjo el día de máxima cobertura, con un 43%, llegando en un momento puntual del día a cubrir el 54%. El nivel de producción renovable ha obligado al operador del sistema a solicitar paradas no programadas y en tiempo real a centrales de generación térmica para dejar hueco a un volumen de energía renovable superior a la prevista en un notable número de ocasiones. Pese a estas

⁶ Incluso se ha planteado aumentar este porcentaje si otros países secundan la adopción de compromisos más ambiciosos en materia de reducción de emisiones, y de incrementarlo aún más para 2050.

actuaciones, se ha tenido que llegar a limitar la producción eólica, con las consecuentes pérdidas de producción. Esta circunstancia, no deseable, pues supone una pérdida de recursos, es no obstante común a la que sufren otras tecnologías como la hidráulica, cuando se ve obligada a realizar vertidos de agua de los embalses.

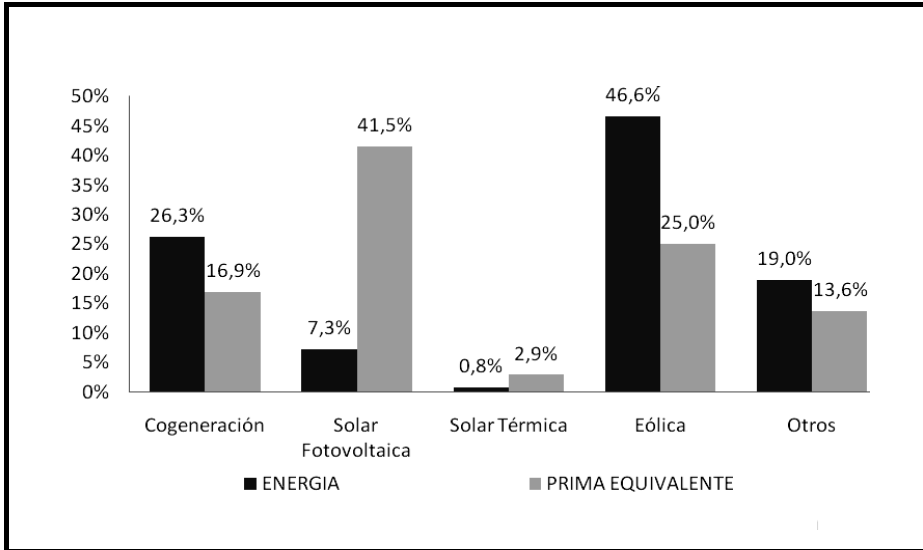
En cualquier caso, para garantizar la configuración de un sistema equilibrado y estable, el creciente peso de las tecnologías renovables debe ir en paralelo con el desarrollo de medidas de carácter regulatorio, de mejoras en la red de transporte y distribución, el aumento de las interconexiones y la adaptación de la planificación de producción y almacenamiento. En lo referente a la instalación de nuevas centrales, se ha de garantizar la disponibilidad de potencia de tecnologías firmes y gestionables que puedan servir de respaldo cuando las instalaciones de renovables se desacoplan. Esto supone disponer de instalaciones que por lo general funcionarán pocas horas a lo largo del año, con una capacidad elevada y un nivel de carga muy volátil. La regulación debe tener en cuenta esta circunstancia en la remuneración a dichas centrales, o bien interiorizar en las tecnologías no gestionables e intermitentes el coste de garantizar su respaldo. También la red de transporte y distribución, debe evolucionar para integrar la creciente energía de régimen especial al tiempo de evitar que las eventuales congestiones y restricciones que se produzcan, no lo hagan con carácter persistente. Un factor que aporta una importante flexibilidad al sistema es el incremento de las interconexiones internacionales, que contribuyen a equilibrar tanto los excesos de producción como los déficits. La capacidad actual de interconexión tanto con Francia como con Portugal, se sitúa por debajo del 2% de la capacidad instalada del sistema de España, y en torno al 3.5% de la demanda máxima del sistema. Una capacidad de interconexión del 10% contribuiría a rebajar el nivel de respaldo requerido por las energías renovables, y a poder planificar con índices de cobertura de la demanda no tan estrictos.

En este mismo sentido el desarrollo de sistemas de almacenamiento de energía aumenta en relevancia, pues permite ofrecer una vía adicional de flexibilidad para acumular la energía sobrante cuando las tecnologías del régimen especial realizan vertidos a la red superiores al consumo, caso que suele producirse en las horas nocturnas de menor demanda. Ante esta circunstancia, cobra especialmente sentido la implementación de centrales hidráulicas de bombeo, pues cumplen con la doble tarea de aprovechar los excesos de producción de la noche al almacenar energía, y servir tanto de respaldo ante eventuales caídas de recurso eólico, gracia a su rápida capacidad, como de instalación de producción para los momentos de máxima demanda.

Asimismo, el fomento e integración creciente de energías de régimen especial supone un reto para el funcionamiento del mercado y para el coste total del sistema. En los últimos años el avance de las energías de régimen especial

ha supuesto un aumento de las primas pagadas a las mismas, pero también ha ejercido una presión del precio de mercado a la baja para el resto de tecnologías.

Gráfico 4
Electricidad régimen Especial
(enero - noviembre 2010)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la Comisión Nacional de la Energía.

Respecto al volumen de primas recibidas por las energías de régimen especial, conviene segmentar entre las diferentes tecnologías. Con datos hasta noviembre del año 2010, según se muestra en el Gráfico 4, la asignación del volumen total de la prima por tecnología difiere muy notablemente por tecnologías frente a su aportación en términos de energía. Así, la energía eólica generó un 46.6% de la energía de régimen especial, y recibió un 25% de las primas asignadas a las mismas. De igual manera la participación en el volumen de energía fue superior frente al de la prima en el caso de la Cogeneración y el conjunto de otros (biomasa y residuos). Sin embargo en el caso de las centrales solares, especialmente en las fotovoltaicas pero también en las térmicas, la proporción de la prima obtenida ha sido muy superior a la proporción de energía suministrada. El desajuste en la prima de estas últimas tecnologías frente al resto, resulta muy notable. Hasta cierto punto, la mayor cuantía unitaria de la prima a las tecnologías solares se justifica al estar en una fase muy inicial de su maduración tecnológica. No obstante la gran proliferación de estas instalaciones ha disparado el volumen de la prima cobrada por las mismas, lo que ha contribuido a encarecer el total de la factura energética.

4. CONCLUSIONES

En política energética, acertar con los tiempos es fundamental. Tomar la iniciativa y adelantarse a los acontecimientos, permite la obtención de enormes ventajas que se traducen en ahorros recurrentes en la factura energética, mejora en la calidad de vida de la sociedad, aumento en la competitividad del tejido productivo en su conjunto y avance en el posicionamiento en un sector en expansión en los mercados internacionales.

Así, del análisis realizado, en primer lugar se ha destacar la necesidad de asumir que el diseño de la política energética ha de ser enfocado cada vez con mayor horizontalidad, pues aspectos como las características del modelo productivo o los hábitos de consumo de usuarios domésticos y empresas, condicionan definitivamente el sistema energético y muy especialmente el eléctrico. En buena medida, esta imbricación se asienta en el afianzamiento de los objetivos de cuidado del medioambiente en la política energética. Su traslación al sector de la electricidad se debe a las oportunidades que éste ofrece para facilitar el consumo de energía sin emitir gases contaminantes ni erosionar recursos naturales. Con los compromisos actuales un parámetro fundamental para definir las necesidades de instalación de energía eléctrica renovable es la eficiencia energética del conjunto de la sociedad, dado que el compromiso adquirido supone que un 20% del consumo final de energía ha de ser de origen renovable. Cuanto mayor sea el crecimiento del consumo final de energía, mayor habrá de ser la instalación de centrales de origen renovable. Por tanto, las medidas destinadas a mejorar la eficiencia energética en su conjunto deberían ser una prioridad. A este respecto no deben desdeñarse las posibilidades que ofrece el avance hacia un mercado donde las tarifas reguladas vayan progresivamente desapareciendo, con objeto de que los usuarios últimos interioricen todo el coste de la energía y de este modo se fomente el ahorro y la eficiencia energética. Para evitar que este proceso fuera percibido desfavorablemente por los usuarios finales, sería necesario que se articulara bajo un entramado institucional ágil, que garantice una regulación estable y de calidad, así como una fuerte competencia entre los agentes del mercado. Paralelamente, se ha de atender a los desequilibrios dentro del conjunto del sector energético. Si se concentra el esfuerzo de reducción del impacto ambiental del consumo de energía en el sector de la electricidad, es posible que esto suponga un recargo en sus costes que deberían ser repartidos con el conjunto del sistema energético.

Por último, del análisis realizado se concluye que el ritmo de crecimiento tendencial de la electricidad entre 2010 y 2020, presumiblemente será considerablemente menor que el habido en la década anterior. Teniendo en cuenta dicha menor presión de la demanda, y los planes de desarrollo de las energías renovables, a un horizonte de medio plazo (2020) no resulta prioritario el incentivo de nueva instalación de producción de base. Los esfuerzos han de

encaminarse a evitar que esta apuesta por las renovables desequilibre el sistema, tanto desde el punto de vista técnico como económico. Para ello parece conveniente incentivar el uso de las energías renovables más maduras, en detrimento de las que se encuentran en una fase más primaria de su desarrollo y que por lo tanto resultan más costosas. Para compensar los efectos que la integración de un volumen masivo de energía eólica supone para el sistema, se deberían arbitrar medidas de incentivo para el desarrollo de la red, el almacenamiento de energía y los sistemas de producción más flexibles y firmes que mejor garanticen el respaldo. Las centrales hidráulicas de bombeo (nuevas y repotenciaciones) parecen cumplir con estas características. Por su parte, la regulación debería tener en cuenta el papel de aquellas centrales que quedan como garantía de potencia en base (ciclos combinados y centrales de carbón), y contemplar su relevancia en el modelo retributivo.

Más a largo plazo, para el horizonte de 2030, sí parece necesario aumentar la capacidad de generación de base del sistema, no sólo por la presión de la demanda, sino también por la renovación del parque de producción, ante la eventual baja progresiva de centrales antiguas de carbón. A este respecto, los análisis de costes de nuevas centrales aconsejan el planteamiento de la posibilidad de la construcción de centrales nucleares, así como el alargamiento de la vida de las existentes, siempre que se garantice técnicamente su buen funcionamiento. Su menor sensibilidad a cambios en los precios de los combustibles, en un escenario en el que el rápido crecimiento de los países emergente supone una presión de demanda constante y creciente sobre los combustibles fósiles, hacen también que sea la opción menos arriesgada en términos de volatilidad esperada de sus precios. Análogamente, y teniendo en cuenta la necesidad de garantizar el suministro, mantener un mínimo de capacidad de generación de base mediante carbón (con una cuota relevante para el carbón autóctono), también parece razonable. Por su parte las centrales de ciclo combinado, deberían seguir jugando un papel importante como garantes de la fiabilidad del sistema.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA. (2010) *Projected costs of generating electricity. 2010 Edition*, , Paris, OCDE Publications.
- AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA. (2010): *World Energy Outlook 2010*. Paris OCDE Publications.
- AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA. (2009): *Energy Policies of IEA Countries – Spain-2009 Review*, Paris.

- BAENA, A. y PUEYO, A. (2007): *Competitividad y cambio climático. Nuevos retos para la industria española*, Colección EOI Medio Ambiente, Madrid.
- BECKER ZUAZUA, F. (2007) "Un nuevo escenario energético" *Cuadernos de Energía*, Nº 17
- BECKER ZUAZUA, F. (2007) "Las políticas medioambientales en el sector energético" *Economistas* Nº 113
- BECKER ZUAZUA, F. (2007)"Panorama energético de la Unión Europea" *Economía Exterior* Nº42
- BECKER ZUAZUA, F. (2006): "La demanda y la intensidad energética en España", en *Informe ITM* (Industria Tecnología Minera)
- CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA (2008): *Balance energético de 2007 y perspectivas para 2008*, Biblioteca de la Energía, Madrid.
- CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA (2008): *Energía. Una visión económica*, Biblioteca de la Energía, Madrid.
- CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA (2007): *Eficiencia energética en la Península Ibérica 2007*, Madrid.
- CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA (2007): *El papel de la energía nuclear en Europa*, World Energy Council, Londres.
- COMISIÓN NACIONAL DE LA ENERGÍA. (2009): *Información básica de los sectores de la energía —2009* Madrid
- HENDRIK RÖLLER L., DELGADO J., Y FRIEDERISZICK H.W. 2007 *Energy: Choices for Europe*. BRUEGEL BLUEPRINT SERIES. Bruselas.
- MINISTERIO DE INDUSTRIA, COMERCIO Y TURISMO (2009): *La energía en España 2008*, Madrid.
- OECD (2006): *Energy Technology Perspectives 2006. Scenarios & Strategies to 2050*, París.
- UNIÓN EUROPEA (2008) *Europe's Energy Position-present & future*. Luxemburgo.

