



ASUNTOS RELEVANTES DE LA ENERGÍA EN ESPAÑA: ESTUDIO DE LA SITUACIÓN ACTUAL Y PROPUESTAS DE FUTURO

ANÁLISIS Y PROPUESTAS



Edición patrocinada por:



Edición y distribución:



CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA
INSTITUTO ESPAÑOL DE LA ENERGÍA

Paseo de la Castellana, 257- 8ª planta - 28046 Madrid
Tel.: 91 323 72 21 / www.enerclub.es



PVP: 50 €



BIBLIOTECA
DE LA ENERGÍA



CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA
INSTITUTO ESPAÑOL DE LA ENERGÍA









CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA
INSTITUTO ESPAÑOL DE LA ENERGÍA

Edición patrocinada por:



© Por la edición febrero 2011 y sucesivas, CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA

Diseño y diagramación: Walter Lance GDS

Impresión: Green Printing

Depósito Legal: M-9482-2011

ISBN: 978-84-614-7880-4

El Club Español de la Energía no asume responsabilidad alguna sobre las posibles consecuencias que se deriven para las personas naturales o jurídicas que actúen o dejen de actuar de determinada forma como resultado de la información contenida en esta publicación, siendo recomendable la obtención de ayuda profesional específica sobre sus contenidos antes de realizar u omitir cualquier actuación.

El Club Español de la Energía, respetuoso con la libertad intelectual de sus colaboradores, reproduce los originales que se le entregan, pero no se identifica necesariamente con las ideas y opiniones que en ellos se exponen y, consecuentemente, no asume responsabilidad alguna en este sentido.

Quedan reservados todos los derechos. No está permitida la explotación de ninguna de las obras que integran la "Biblioteca de la Energía" sin la preceptiva autorización de sus titulares; en particular no está permitida la reproducción, distribución, comunicación pública o transformación, en todo o en parte, en cualquier tipo de soporte o empleando cualquier medio o modalidad de comunicación o explotación, sin el permiso previo y por escrito de sus titulares.

El Club Español de la Energía, en su afán por ofrecer la mayor calidad y excelencia en sus publicaciones, muestra una total disposición a recibir las sugerencias que los lectores puedan hacer llegar por correo electrónico: publicaciones@enerclub.es

Edita y distribuye:

Club Español de la Energía
Instituto Español de la Energía
P^o de la Castellana, 257-8^o planta
28046 Madrid
Tel.: 91 323 72 21
Fax: 91 323 03 89

www.enerclub.es
publicaciones@enerclub.es

ANÁLISIS Y PROPUESTAS



ASUNTOS RELEVANTES DE LA ENERGÍA EN ESPAÑA: ESTUDIO DE LA SITUACIÓN ACTUAL Y PROPUESTAS DE FUTURO

GRUPO DE TRABAJO DE POLÍTICAS ENERGÉTICAS Y
MEDIOAMBIENTALES DE LA UNIÓN EUROPEA



CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA
INSTITUTO ESPAÑOL DE LA ENERGÍA



I ÍNDICE

I- PRÓLOGO	9
II- PRESENTACIÓN	11
III- MIEMBROS DEL GRUPO DE TRABAJO DE POLÍTICAS ENERGÉTICAS Y MEDIOAMBIENTALES DE LA UNIÓN EUROPEA	13
IV- TRABAJOS ELABORADOS	17
IV.1- RETOS Y OPORTUNIDADES ENERGÉTICAS EN EL ÁREA EURO-MEDITERRÁNEA: EL PLAN SOLAR MEDITERRÁNEO	17
IV.1.1- La importancia creciente de las energías renovables en la políticas energética de la Unión Europea	17
IV.1.2- El Plan Solar como proyecto prioritario de la Unión por el Mediterráneo	21
IV.1.3- Concreción del Plan Solar Mediterráneo: iniciativas y recomendaciones	24
IV.1.4- El entorno regulatorio e institucional	31
IV.1.5- Crisis económica, financiación y cooperación tecnológica	35
IV.1.6- Conclusiones	40
ACRÓNIMOS	43
REFERENCIAS	44
ANEXO: OBJETIVOS NACIONALES SOBRE ENERGÍA PROCEDENTE DE FUENTES RENOVABLES EN 2020	47
IV.2- MODELO ELÉCTRICO ESPAÑOL EN 2030. ESCENARIOS Y ALTERNATIVAS	48
PRÓLOGO	48
RESUMEN EJECUTIVO	51
IV.2.1- El reto para la planificación energética en un contexto de incertidumbre y volatilidad a nivel global	55

IV.2.2- Metodología para el análisis del mix de generación eléctrica a 2030	74
IV.2.3- Escenarios de mix eléctrico a 2030 y resultados	88
IV.2.4- Resumen de conclusiones	97
REFERENCIAS	102
IV. 3- LA REGULACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO CON ALTA PENETRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES	104
IV.3.1 - Introducción	104
IV.3.2- Los costes de la incorporación de energías renovables en la generación eléctrica	105
IV.3.3- Las implicaciones regulatorias	121
IV.3.4- Conclusión	137
REFERENCIAS	139
ANEXO: ESTIMACIONES DEL COSTE MEDIO DE GENERACIÓN PARA DIFERENTES TECNOLOGÍAS	141
IV. 4- INTERCONEXIONES ELÉCTRICAS Y GASISTAS DE LA PENÍNSULA IBÉRICA: CONTEXTO, SITUACIÓN ACTUAL Y RETOS DE FUTURO	142
IV.4.1- Resumen ejecutivo y conclusiones extraídas	142
IV.4.2- Introducción y contexto de trabajo	145
IV.4.3- Ventajas de las interconexiones	151
IV.4.4- Barreras para el desarrollo de las interconexiones	156
IV.4.5- Situación actual y proyectos previstos	159
IV.4.6- Experiencias en el desarrollo de nueva capacidad de interconexión	177
IV.4.7- Retos de futuro	182
V- PRINCIPALES REFLEXIONES Y CONCLUSIONES DE LOS DEBATES MANTENIDOS POR EL PLENO DEL GRUPO	186
V. 1- RETOS Y OPORTUNIDADES ENERGÉTICAS EN EL ÁREA EURO-MEDITERRÁNEA. EL PLAN SOLAR MEDITERRÁNEO	186
V. 2- MODELO ELÉCTRICO ESPAÑOL EN 2030: ESCENARIOS Y ALTERNATIVAS	189
V. 3- LA REGULACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO CON ALTA PENETRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES	192
V. 4- INTERCONEXIONES ELÉCTRICAS Y GASISTAS DE LA PENÍNSULA IBÉRICA: CONTEXTO, SITUACIÓN ACTUAL Y RETOS DE FUTURO	196

I- PRÓLOGO

El reto de alcanzar un modelo energético con un mix diversificado, competitivo, seguro y sostenible económica y medioambientalmente constituye una prioridad ineludible en la agenda política de cualquier país. Especialmente, para un Estado como el nuestro, una isla energética –tanto en términos de electricidad como de gas– que, además, se ha convertido en uno de los miembros de la Unión Europea más alejado del cumplimiento de los compromisos de Kioto.

No cabe duda de que la transición hacia este nuevo modelo energético es algo necesario aunque no es tarea fácil debido a la concurrencia de diversas circunstancias.

La primera de ellas es la crisis económica en la que estamos inmersos; una situación que debemos superar llevando a cabo reformas estructurales que mejoren nuestra competitividad y productividad, y que aseguren la creación de empleo y un crecimiento económico sostenible en el tiempo.

Una segunda cuestión, que tiene un especial impacto en la mejora de la seguridad de suministro, es la falta de interconexiones. Nuestro país cuenta actualmente con la menor capacidad de interconexión eléctrica de toda Europa continental y una preocupante escasez de interconexiones gaseistas. Y debemos acabar con esta situación si queremos alcanzar los objetivos de crear un mercado único, garantizar una mayor seguridad de suministro en España y Europa, así como aumentar la participación de las energías renovables.

En este sentido, y una vez superada la insuficiencia de interconexiones, la implementación de los proyectos contemplados en el plan de desarrollo de las energías renovables en el área euro-mediterránea podría ser una contribución importante a la integración de estas energías limpias en el sistema energético, además de una fuente de creación de empleo, transferencia tecnológica, promoción de la inversión extranjera directa y desarrollo industrial para los países de la ribera sur.

Al mismo tiempo, resulta ineludible configurar un mix de producción adecuado que, por un lado, ofrezca la diversificación tecnológica necesaria para dar seguridad al sistema y, por otro, combine el uso de instalaciones eficientes y respetuosas con el medio ambiente, que permitan alcanzar la sostenibilidad económica y medioambiental.



10 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

Del éxito de esta tarea dependerá, no sólo el cumplimiento de los compromisos de emisiones existentes, sino también, y sobre todo, la competitividad de nuestro suministro energético y, con ello, la de nuestra industria.

En esta búsqueda de un modelo energético óptimo, también hay que tener muy en cuenta la eficiencia. Sin duda alguna, el ahorro energético, fundamentado en el uso eficiente y racional de la energía, debe ser de máxima prioridad para todos, ya que contribuye a la consecución de los tres objetivos de seguridad de suministro, lucha contra el cambio climático y competitividad. Y uno de los instrumentos más eficaces para promover este ahorro energético es el envío de señales adecuadas de precios al consumidor.

Partiendo de este contexto expuesto, de las oportunidades y los retos a los que se enfrenta el sector, se han elegido los cuatro temas que integran esta publicación y que están relacionados con el fomento de las energías limpias en el área euro-mediterránea, el futuro modelo eléctrico español, la regulación con alta penetración de energías renovables y las interconexiones de la Península Ibérica. Así, a lo largo del documento, se analizan estos asuntos energéticos y se estudia en profundidad su situación actual, así como las propuestas para los próximos años.

El Club Español de la Energía confía en que este estudio, así como las reflexiones y conclusiones de los debates mantenidos por el Grupo de Trabajo de Políticas Energéticas y Medioambientales de la UE resulten de interés y utilidad.

Para terminar, quiero expresar mi agradecimiento a todos cuantos han colaborado en la edición de esta publicación, a los autores y a los componentes del citado Grupo de Trabajo –especialmente a su Presidente, José Sierra López–, por la magnífica labor desarrollada.

Ignacio S. Galán

Presidente Club Español de la Energía

Presidente de Iberdrola

II - PRESENTACIÓN

Con el objeto de contribuir a la mejor comprensión de los temas relacionados con la energía por los distintos interlocutores sociales, el Club Español de la Energía desarrolla diversas actividades de reflexión en materias del mayor interés y actualidad, tales como las políticas energéticas y medioambientales, la innovación en el área de las tecnologías de la energía, las energías renovables, y los asuntos relativos al ahorro de energía y aumento de la eficiencia en toda la cadena.

Concretamente, el Grupo de Trabajo de Políticas Energéticas y Medioambientales de la Unión Europea, del que forman parte instituciones y empresas que son actores principales de los distintos tipos de energía y de sus diferentes estadios de producción, transformación, distribución y comercialización, se constituyó en 2008. Su primera contribución al debate público fue el documento “Políticas Energéticas y Medioambientales en la Unión Europea: Situación y Perspectivas”, editado en mayo de 2009.

Tras un año de funcionamiento del Grupo y el mencionado documento como resultado, se reunieron sus miembros a finales de 2009 para, por una parte, identificar posibles temas de análisis y, por otra, para definir la metodología de trabajo de su nuevo ciclo de actividades. Fruto de dicha reunión se elaboró un listado de asuntos de especial interés, eligiéndose los siguientes cuatro temas como programa de actividades del Grupo para 2010: Retos y oportunidades energéticas en el área euro-mediterránea: El Plan Solar Mediterráneo; Modelo eléctrico español en 2030: escenarios y alternativas; La regulación del sector eléctrico con alta penetración de energías renovables; e Interconexiones eléctricas y gasistas de la Península Ibérica: contexto, situación actual y retos de futuro. La justificación de su elección queda de puesta de manifiesto en el prólogo de esta publicación.

En cuanto a la metodología de trabajo, se optó por la realización de trabajos monográficos sobre los asuntos seleccionados que serían presentados por sus autores y debatidos por el Pleno del Grupo.

El primero de los trabajos, “Retos y oportunidades energéticas en el área euro-mediterránea: El Plan Solar Mediterráneo”, ha sido elaborado por José María Marín Quemada,



12 | Políticas Energéticas y Medioambientales en la Unión Europea: Situación y Perspectivas

Catedrático de Economía Aplicada–Política Económica, con la colaboración de Gonzalo Escribano Francés, Profesor Titular de Economía Aplicada–Política Económica, ambos pertenecientes al Grupo de Investigación en Economía, Política Internacional y Energía de la Universidad Nacional de Educación a Distancia.

El segundo trabajo, “Modelo eléctrico español en 2030. Escenarios y alternativas”, ha sido elaborado por profesionales de PricewaterhouseCoopers (PwC en adelante) España, concretamente por Alejandro Falkner Falgueras, Borja González-Velayos, Pedro Larrea Paguaga, Alicia Olivas Garcia, Blanca Perea-Solano, Antonio Rodríguez de Lucio y Jordi Sevilla Segura.

El tercer estudio, “La regulación del sector eléctrico con alta penetración de energías renovables”, ha sido realizado por José Claudio Aranzadi Martínez, Socio de Emerma Consultores.

El cuarto y último de los estudios “Interconexiones eléctricas y gasistas de la Península Ibérica: contexto, situación actual y retos de futuro” ha sido elaborado por Carmen Vindel Sánchez, Subdirectora de Regulación Internacional de Gas Natural Fenosa; Francisco de la Flor García, Director de Regulación de Enagás; y José Luis Mata Vigil-Escalera, Director del Departamento de Regulación y Estudios de Red Eléctrica de España.

Fruto del amplio conocimiento y esfuerzo de los autores mencionados y de los interesantes y productivos debates mantenidos por el Pleno del Grupo durante la presentación de los trabajos, ha nacido este documento titulado “Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro”, que ahora publicamos y que esperamos sea de interés para todos los lectores.

A todos los autores, a los miembros del Grupo de Trabajo de Políticas Energéticas y Medioambientales de la UE, a los componentes de la Secretaría Técnica del Club Español de la Energía y a Endesa, sin cuyo patrocinio esta publicación no hubiese sido posible, queremos hacer llegar nuestro más sincero agradecimiento.

José Sierra López

*Presidente del Grupo de Trabajo de Políticas
Energéticas y Medioambientales de la UE
Consejero de la Comisión Nacional de Energía*

Juan Bachiller Araque

*Director General
Club Español de la Energía*



III - MIEMBROS DEL GRUPO DE TRABAJO DE POLÍTICAS ENERGÉTICAS Y MEDIOAMBIENTALES DE LA UNIÓN EUROPEA

José Sierra López

Presidente del Grupo de Trabajo

Consejero, Comisión Nacional de Energía
Ex-Director de Energía, Comisión Europea

Juan José Alba Ríos

Director de Regulación

Endesa

Carlos Alcázar López

Ingeniero Industrial y Economista
Secretario del Comité Español del Consejo Mundial del Petróleo

Eloy Álvarez Pelegrín

Director del Departamento de Energía
Instituto Vasco de Competitividad-Fundación Deusto

José Claudio Aranzadi Martínez

Socio, Emerma Consultores
Ex – Ministro de Industria y Energía, y de Industria, Comercio y Turismo

Sergio Arteta Arnáiz

lefe de Unidad de Regulación Comunitaria
Iberdrola

Antonio Baena Martín

Socio Director
Garrigues Medio Ambiente

Pablo Benavides y Salas

Embajador de España
Ex-Director General de Energía, Comisión Europea

14 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

Mariano Cabellos Velasco
Presidente
Energías Sin Fronteras

Antonio Carbajal Tradacete
Director Asociado
Garrigues Medio Ambiente

Lourdes Caverro Mestre
Jefe Departamento Relaciones Internacionales
Asociación Española de la Industria Eléctrica (UNESA)

José Luis Díaz Fernández
Ingeniero de Minas y Académico de las Reales Academias de Ingeniería y Doctores de España
Ex-Director General de Energía
Ex-Presidente, Campsa y Repsol Petróleo

 **Jordi Dolader i Clará**
Presidente
Mercados-Energy Market International

José María Egea Krauel
Presidente
Unión Fenosa Gas

Juan Manuel Eguiagaray Ucelay
Director de Laboratorio, Fundación Alternativas
Ex-Ministro de Administraciones Públicas, y de Industria y Energía

Pablo Fernández Ruiz
Presidente, Think Tank de Innovación en el Área de la Energía
Ex-Director de Energía, Dirección General de Investigación, Comisión Europea

Fernando Ferrando Vitales
Director General de Energías Renovables
Endesa

Antoni Flos Bassols
Director Asuntos Corporativos Internacionales
Gas Natural Fenosa



III - Miembros del Grupo de Trabajo de Políticas Energéticas y Medioambientales de la Unión Europea y Colaboradores | 15

Jaime Folguera Crespo
Socio
Uría Y Menéndez

Rafael Gómez-Elvira González
Subdirector de Asuntos Europeos
Comisión Nacional de la Energía

Alfonso González-Finat Roncero
Asesor en el Gabinete de la Secretaría de Estado de Energía, Ministerio de Industria,
Turismo y Comercio
Ex-Director, Comisión Europea

Fernando Lasheras García
Director de la Oficina de Bruselas
Iberdrola

José María Marín Quemada
Consejero
Banco de España

Pedro Antonio Merino García
Director de Estudios y Análisis del Entorno
Repsol

Fidel Pérez Montes
Director Técnico de Infraestructuras e Instalaciones
Congreso de los Diputados

Gonzalo Sáenz de Miera Cárdenas
Director de Prospectiva Regulatoria
Iberdrola

Luis Jesús Sánchez de Tembleque
Director de Energía Eléctrica
Comisión Nacional de Energía

Carmen Vindel Sánchez
Subdirectora de Regulación Internacional
Gas Natural Fenosa

16 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

Heikki Willstedt Mesa
Director de Políticas Energéticas
Asociación Empresarial Eólica (AEE)

Por parte de la Secretaría Técnica del Club Español de la Energía han colaborado en la publicación del documento **Pablo de Juan García** y **Ana Belén Padilla Moreno**.



IV - TRABAJOS ELABORADOS

IV. 1 - Retos y oportunidades energéticas en el área euro-mediterránea: El Plan Solar Mediterráneo

IV.1.1- La importancia creciente de las energías renovables en las políticas energética de la Unión Europea

Como es sabido, entre los pilares básicos de la política energética de la UE ocupa un lugar preferente la consecución de un alto nivel en la seguridad de los abastecimientos, minimizando los riesgos de fallos en los suministros. Este objetivo ha estado siempre presente, explicitado con mayor o menor énfasis, en las distintas formulaciones que—seguramente ya durante demasiados años— han jalonado la construcción de los que se ha dado en llamar Política Energética y Climática Integrada (Marín, et al., 2010).

Como no podía ser de otra forma, las cuestiones medioambientales han ido ocupando terreno en el interés de Europa, entremezclándose con los temas estrictamente energéticos, derivando el interés durante los últimos años hacia la consideración de un mix energético futuro con notable y creciente presencia de las energías renovables. La fusión de estas dos cuestiones, seguridad de abastecimiento y atención a las energías renovables, responden al deseo de la Comisión de conseguir unas mejores cotas de eficiencia energética, diversificación de fuentes y preservación medioambiental, limitando a la vez los riesgos del nivel y la volatilidad de precios que se estaban alcanzando en el mercado de los hidrocarburos. También se trataba de impulsar la competencia interna y el desarrollo de tecnologías más limpias. Por tanto, ampliando la participación de las renovables, se considera más fácil cumplir con la reducción de emisiones al tiempo de limitar la creciente dependencia del petróleo y del gas importado, suponiendo todo ello un giro en los intentos de formulación de la política energética, que pasa a utilizar el medio ambiente como punto de apoyo para articular objetivos e instrumentos de política energética más que de simple política de preservación medioambiental (Marín, 2008).

En este sentido cabe recordar que los cinco objetivos propuestos en marzo de 2010 por la Comisión Europea para 2020 se basan en el empleo, la investigación y la innovación, el cambio climático y la energía, la educación y la lucha contra la pobreza, centrando las decisiones que deberá tomar la UE en los próximos años (Comisión Europea, 2010).

18 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

Junto a estos objetivos, Europa 2020 propone tres prioridades estrechamente relacionadas: un crecimiento inteligente basado en el conocimiento y la innovación, un crecimiento integrador que fomente una economía con un alto nivel de empleo y un crecimiento sostenible que promocioe una economía que use más eficazmente los recursos siendo más verde y competitiva. Obviamente, disponer de una energía suficiente a precio adecuado y respetuosa con el medioambiente es una condición fundamental para todo ello.

Así, alcanzar el objetivo 20-20-20 en materia de clima y energía es una obligación para todos los Estados miembros en el 2020, que deben reducir en un 20% los gases de efecto invernadero (comparado con los niveles de 1990 o en un 30% si se dan las condiciones pertinentes), incrementar en un 20% la participación de energías renovables en el consumo final de energía y aumentar en un 20% la eficiencia energética. Desde la directiva 2001/777 (DOCE, 2001) la Comunidad ha incrementado la contribución de las energías renovables a la generación de electricidad, pasando del 14% al 21% entre 2001 y 2010 en la UE (según las estadísticas de Eurostat). La Comisión ha reconocido que para algunos países puede ser difícil alcanzar los objetivos fijados, por lo que traduce el objetivo del 20 % en objetivos individuales para cada Estado miembro¹. Además, la nueva directiva permite, bajo determinadas circunstancias, a un Estado Miembro vender su excedente de renovables a otro que no haya alcanzado sus objetivos, posibilidad que puede generar incentivos adicionales para la electricidad verde en aquellos Estados Miembros mejor posicionados.

Si se logran estos objetivos energéticos se podrían reducir las importaciones de petróleo y gas en 60.000 millones de euros hasta 2020, lo que también resulta importante para garantizar la seguridad energética; además, el incremento de la participación en renovables y de la eficiencia energética supondría la creación de un millón de empleos dentro de la UE (Comisión de las Comunidades Europeas, 2010, p.16). La importancia de este documento, hecho público por la Comisión en marzo pasado de 2010, radica en la reafirmación de los objetivos asumidos por la UE con anterioridad, tras la situación de crisis financiera y económica que está experimentando la UE durante estos años. En el documento se reconoce nuevamente que Europa necesita una respuesta coordinada, también en política energética, constituyendo el cambio climático y la energía uno de los cinco objetivos cuantificables para 2020.

Por todo lo anterior, de ocupar un espacio marginal en el *mix* energético, las energías renovables han pasado a contribuir de forma significativa a las necesidades energéticas globales en tan solo unos pocos años. De cara al futuro, los principales escenarios proyectan

1- Véase el anexo 1 "Objetivos globales nacionales en relación con la cuota de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía final en 2020".



IV - Trabajos elaborados

IV 1 - Retos y oportunidades energéticas en el área euro-mediterránea: El Plan Solar Mediterráneo

119

una rápida expansión de las energías renovables a nivel mundial², aunque su ritmo de despliegue, como ha ocurrido en el pasado reciente, tenderá a distribuirse de manera desigual. Buena parte de ese potencial se concentra en la cuenca mediterránea. Sin embargo, sin contar la hidroelectricidad, el aporte actual de las energías renovables en los países del Sur y el Este del Mediterráneo sigue siendo muy reducido, y la mayor parte de la capacidad de la región seguirá instalándose en la UE³, que es uno de los actores mundiales más activos en energías renovables.

Por tanto, este desafío se plantea de manera inmediata en la vecindad mediterránea de la UE. En primer lugar, según el Observatorio Mediterráneo de la Energía (OME), la demanda de energía en los países de la ribera sur del Mediterráneo crecerá hasta el 2020 a una tasa anual del 4,8%, mientras que la demanda de electricidad lo hará a una tasa anual del 6%. En segundo término, la ribera sur del Mediterráneo alberga importantes capacidades potenciales, especialmente en materia de energía solar (termosolar y fotovoltaica) y eólica, así como abundantes espacios ociosos, por lo que la complementariedad entre los recursos naturales de la ribera sur, de un lado, y la tecnología y la experiencia en la promoción de las energías renovables de la UE, de otro, resulta evidente. Tercero, las energías renovables suponen, además de una contribución a la solución a los problemas ambientales globales, una fuente de riqueza para los países que las despliegan.

Respecto a este último punto, las renovables pueden impulsar las economías de los países socios mediterráneos (PSM) a través de la promoción de la inversión extranjera directa, la generación de nuevas fuentes energéticas locales, la exportación de energía verde a la UE, la creación de empleos y el fomento de la I+D, y la transferencia de tecnología, que puede entrañar la deslocalización de determinados procesos industriales en los PSM. Además, en aquellos países sin hidrocarburos, las energías renovables pueden constituir una solución a medio y largo plazo para disminuir su vulnerabilidad económica y energética, especialmente considerando los importantes incrementos en la demanda interna proyectados. Finalmente, dado que la integración de las renovables en los sistemas energéticos de la ribera sur entraña la adecuación de su marco institucional y regulatorio, su fomento constituye también un factor de modernización de aquéllos e implica una cierta convergencia regulatoria que facilita la integración regional.

En este contexto se plantea el Plan Solar Mediterráneo como uno de los seis proyectos que, junto al acervo del Proceso de Barcelona, conforman la Unión por el Mediterráneo

2- Para 2015 (2030) se estiman 678 TWh (1.535 TWh) de generación eólica y 67 TWh (402 TWh) de origen solar (AIE, 2009).

3- Las estimaciones del Observatorio Mediterráneo de la Energía (OME) (2008) apuntan a que pasará de una producción anual de 21TWh en 2005 a 33TWh en 2020, mientras que en la ribera norte se pasará de los 51 TWh en 2005 a 96 TWh en 2020; la capacidad de producción en 2020 sería de 73GW en la ribera norte y de 14 GW en los socios mediterráneos.



20 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

(UpM). El Plan plantea numerosas incertidumbres y obstáculos relativos al tipo de tecnologías, el número y capacidad de las instalaciones de generación, la evacuación de la electricidad verde, la necesidad o no de proyectos complementarios, los esquemas de regulación a aplicar y los mecanismos para financiarlo, entre otros. La envergadura de los retos a acometer requiere de una consideración cuidadosa, pues mientras no se afronten de manera realista y se instrumenten medidas operativas que aseguren la viabilidad del proyecto, su credibilidad seguirá poniéndose en duda (Benavides, 2010).

El objetivo de este capítulo es analizar las oportunidades y retos que plantea el Plan Solar Mediterráneo para la UE y sus socios mediterráneos. Para ello, se expone en primer término, el origen, contexto y contenido de dicha iniciativa, en el marco de la UpM. A continuación, se presentan las principales propuestas y recomendaciones sugeridas por los estudios sobre la materia, en forma de potenciales proyectos a desarrollar. El siguiente epígrafe se dedica al contexto regulatorio e institucional, como base estructurante del Plan. El último apartado está dedicado a los efectos de la crisis internacional sobre el sector energético, y a la financiación de los proyectos y posibilidades de cooperación tecnológica en el marco del Plan Solar Mediterráneo.

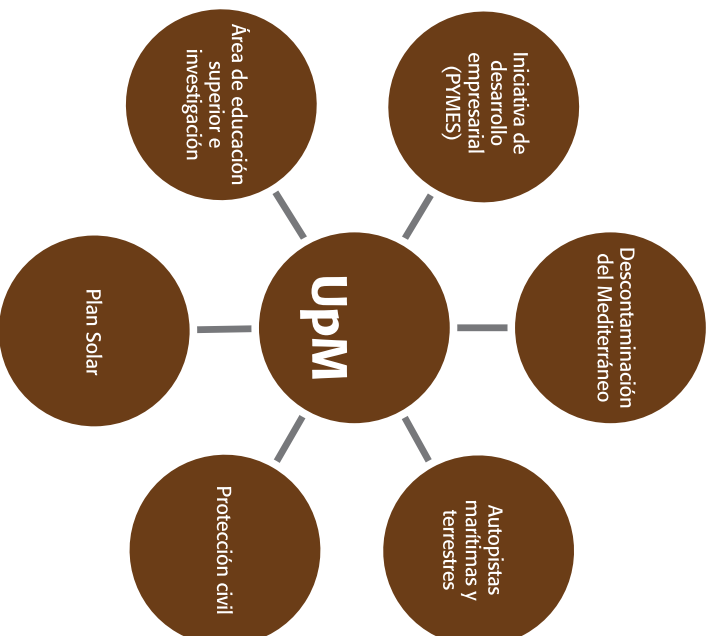


IV - Trabajos elaborados
 IV.1 - Retos y oportunidades energéticas en el área euro-mediterránea: El Plan Solar Mediterráneo

| 21

IV.1.2 - El Plan Solar como proyecto prioritario de la Unión por el Mediterráneo

El Plan Solar se sitúa en el contexto de las relaciones euro-mediterráneas y, más concretamente, de la Unión por el Mediterráneo y su antecedente, la Asociación Euro-Mediterránea⁴, así como de la dimensión mediterránea de la Política de Vecindad⁵. La UpM incorpora todo el acervo del Proceso de Barcelona, pero lo dota de una nueva gobernanza⁶. La UpM se estableció formalmente el 13 de julio de 2008 bajo presidencia francesa de la UE en la cumbre de París. La cumbre adoptó una declaración estableciendo una estructura institucional y proponiendo una serie de proyectos concretos prioritarios, a saber:



4- La Conferencia de Barcelona de 1995 estableció las bases de una Asociación Euro-Mediterránea cuyo objetivo era alcanzar la paz y la prosperidad compartidas en la región. La Asociación se articulaba en torno a tres esferas: económica, política y de seguridad, y una cultural, a las que posteriormente se añadió la dimensión de justicia e interior. Dentro de la cesa económica, las adaptaciones han consistido en establecer un área de libre comercio euro-mediterránea mediante acuerdos bilaterales con los países socios, la cooperación económica y la cooperación financiera. En este marco se ha producido la cooperación para alcanzar el anillo energético (gas y electricidad) Mediterráneo.

5- En 2003, la Comisión Europea lanzó la Política de Vecindad, basada en ofrecer a los países vecinos la participación en diferentes aspectos del Mercado Único Europeo conforme éstos mostrasen su convergencia con el acervo comunitario respectivo: "todo menos las instituciones", en expresión de Romano Prodi. Se consensaron Planes de Acción de Vecindad que implicaban una adopción selectiva del acervo comunitario, incluyendo el ámbito energético. El 7 de marzo de 2010, tuvo lugar en Granada la primera Cumbre UE-Marruecos, tal y como prevé el Estatuto Avanzado con este país, que supone una profundización de las relaciones y que contiene, igualmente, consideraciones sobre energía y, en concreto sobre el fomento de las energías renovables.

6- En la reunión de ministros de Asuntos Exteriores de noviembre de 2008 en Marsella la UpM adoptó el acervo del Proceso de Barcelona y se cerraron los detalles institucionales, entre ellos la sede de la Secretaría de la UpM, que se estableció en Barcelona.



22 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

Uno de los seis proyectos prioritarios de la Declaración de París es el denominado “Energías alternativas: Plan Solar Mediterráneo”, que “confirma la necesidad de centrarse en las energías alternativas”. La Declaración estima que “el despliegue en el mercado y de la I+D en todas las fuentes alternativas de energía es por tanto una prioridad mayor en los esfuerzos por asegurar el desarrollo sostenible”, y concluye: “la Secretaría está encargada de explorar la viabilidad, desarrollo y creación de un Plan Solar Mediterráneo”⁷.

A continuación, bajo la co-presidencia franco-egipcia, se propuso la adopción de un “Plan de Acción Inmediato 2009-2010” para desarrollar una serie de proyectos concretos. Sus objetivos fundamentales consistían en avanzar en la curva de aprendizaje, organizar una gobernanza eficiente en los PSM e implicar a los agentes públicos y privados. También se proponía la puesta en marcha de varios proyectos para permitir que los países implicados definieran sus respectivos marcos regulatorios (tarifas, acuerdos, licencias...), así como contrastar la adecuación de nuevas herramientas de financiación y de nuevos esquemas para la exportación de electricidad ‘verde’ hacia Europa. Los criterios fijados para la selección de proyectos fueron la capacidad para iniciarlos en 2009-2010, la existencia de un *sponsor* industrial y el compromiso del país de acogida de asegurar la viabilidad comercial del proyecto. A su vez, la co-presidencia propuso la creación de un grupo técnico con representantes de varios países euro-mediterráneos con el fin de llevar a cabo la selección de esos proyectos y discutir la elaboración de otros planes de acción. También se proponía trabajar con las instituciones financieras multilaterales para diseñar un esquema financiero facilitador de este tipo de proyectos.

En paralelo a la aplicación del “Plan de Acción Inmediato 2009-2010”, ese grupo técnico prepararía un *Master Plan 2011-2020*. Sus principales objetivos serían los siguientes (Lorec, 2009a y b):

- Desarrollar proyectos concretos y rentables para ambas riberas del Mediterráneo.
- Promover proyectos privados y mixtos para impulsar el desarrollo industrial.
- Impulsar la integración de los mercados energéticos y la armonización normativa regional.
- Simplificar los esquemas financieros y administrativos de los proyectos.
- Fomentar el cambio de hábitos energéticos y la realización de estudios sobre los recursos solares y eólicos, la regulación y su armonización, los incentivos públicos, las metodologías de evaluación, etc.

7- Joint Declaration of the Paris Summit for the Mediterranean, Paris, 13 July 2008, p.19. Disponible en: http://eeas.europa.eu/euromed/index_en.htm

IV - Trabajos elaborados

IV 1 - Retos y oportunidades energéticas en el área euro-mediterránea: El Plan Solar Mediterráneo

| 23

Como encargada del desarrollo de los proyectos, la Secretaría juega un papel central en el entramado institucional de la UPM. El retraso en su constitución operativa (motivado principalmente por las dificultades relacionadas a la situación política en Oriente Medio) no le ha permitido hasta la fecha dinamizar el proceso como cabría esperar, pero se han avanzado algunas ideas en el campo de las energías renovables y la interconexión de las dos riberas del Mediterráneo. La Hoja de Ruta diseñada (planes inmediato y medio) se ha normalizado con la cooperación más estrecha de un núcleo de países integrador por Alemania, España, Italia y Francia, por parte europea, y Marruecos y Egipto, por parte de los PSM.

La reunión de ministros, celebrada en París en junio de 2009, supuso un nuevo avance en el proceso, de la mano de dos nuevos documentos. Por un lado, un documento estratégico en el que se aúnan todas las energías renovables en el Plan Solar, además de incluir la eficiencia energética y la cooperación tecnológica. Esto modera el sesgo solar y da mayor protagonismo a la energía eólica, pero parecería adecuado enfatizar la importancia de la aportación a corto plazo de la eólica, empezando por adoptar un nombre que resulte inclusivo para todas las tecnologías (por ejemplo, Plan Mediterráneo de Energías Renovables). Por otro lado, el segundo documento se refiere a la gobernanza del proceso, diseñando una pequeña estructura basada en un *Steering Committee* y una *task force* interina. Este texto se basa en el principio de geometría variable y en el de aglutinar administraciones, empresas de renovables y sector financiero.

Una de las condiciones preliminares necesarias para el desarrollo del Plan Solar Mediterráneo es la existencia de una instancia que aúne la determinación política, la capacidad de impulso permanente y una profesionalización del proceso (Marín y Escibano, 2010a). Parece claro que sólo la Secretaría de la UPM, con el apoyo de la co-presidencia, puede asegurar esas condiciones. Afortunadamente, el desbloqueo político de los estatutos de la Secretaría de la UPM durante la presidencia española de la UE ha sido un elemento fundamental para la reactivación del Plan Solar, por lo que resulta previsible que el proceso pueda acelerarse en los próximos meses, una vez la Secretaría esté plenamente operativa en sus funciones. La sucesiva cancelación de las dos últimas cumbres de la UPM (en junio y noviembre de 2010) puede volver a ralentizar el proceso. Por ello, resulta urgente empezar a poner en práctica algunos de los proyectos previstos para no poder en duda la credibilidad del Plan Solar y no dañar las expectativas levantadas entre los agentes interesados.

24 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

IV.1.3 - Concreción del Plan Solar Mediterráneo: iniciativas y recomendaciones

Los estudios sobre el potencial de las energías renovables (especialmente solar y eólica) en la ribera sur del Mediterráneo han sido bastante numerosos en los últimos años (DLR, 2005; Comisión Europea, 2007; TREC, 2007a; Ral, 2007; OME, 2007 y 2008; Plan Bleu, 2007, 2008a, 2008b; REACCESS-DLR, 2009; REACCESS-UNED, 2009; ESTELA, 2009). Sin entrar a valorar las metodologías ni los supuestos adoptados para su elaboración, buena parte de ellos son coincidentes en el tipo de proyectos a acometer, han sido contrastados con los actores públicos y privados, y constituyen la base de partida existente para los proyectos renovables de la UPM, cuando no los inspiran directamente. A continuación se resumen las principales iniciativas propuestas por esos estudios.:

1. *Potencial de las fuentes de energía renovable en los PSM*

El potencial de las diferentes energías renovables en la región está bastante bien definido. En principio, el mayor potencial se encuentra en la energía solar, pero el eólico es también muy importante en la costa Atlántica de Marruecos, además de en numerosos emplazamientos de la ribera sur Mediterránea, así como en Egipto y Turquía. La energía hidráulica tiene potencial en Egipto y Turquía (en ambos casos para grandes presas) y en Marruecos (para pequeñas presas). Tal potencial se recoge de forma ilustrativa en el la figura IV.1.1, que también presenta una estimación de los corredores eléctricos necesarios para evacuar la electricidad generada en la región (aunque subestima las dotaciones de recursos eólicos en el arco sur del Mediterráneo).

La primera cuestión es identificar las opciones tecnológicas óptimas. Lafitte et al. (2009) plantean cuatro escenarios alternativos:

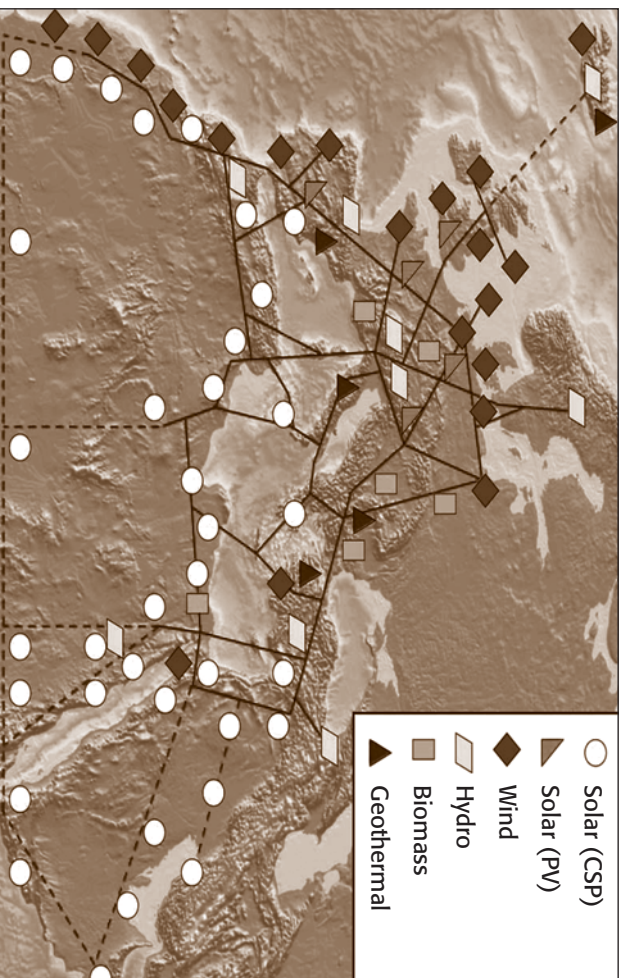
- Escenarios extremos
 1. Exclusivamente solar
 2. Exclusivamente eólico
- Escenarios híbridos (más probables)
 3. Solar +: 5,2 GW foto-voltaicos, 7,8 GW de energía termosolar concentrada y 7 GW eólicos
 4. Eólico +: 3,1 GW foto-voltaicos, 3,9 GW de energía termosolar concentrada y 13 GW eólicos.

Las estimaciones realizadas por Estela (European Solar Termal Electricity Association) sobre energía termosolar concentrada (CSP, Concentrated Solar Power, en terminología inglesa) arrojan cifras muy superiores. Según sus proyecciones, la generación eléctrica

mediante CSP podría alcanzar en el Norte de África los 32 TWh/año en 2020 y 286 TWh/año en 2030. A pesar de representar sólo una ínfima fracción del potencial técnico disponible, las cifras para 2030 son muy superiores a las proyectadas para Europa, para la cual Estela fija el potencial en 90 TWh/año para 2020 y 195 TWh/año para 2030. De acuerdo con esas mismas estimaciones, la CSP representaría en 2020 el 3% del consumo eléctrico euro-mediterráneo, y subiría en 2030 al 10,6%. Por tanto, en 2030, cerca del 7% de la electricidad consumida en la región tendría su origen en la CSP generada en instalaciones en el Norte de África y aproximadamente el 6% de las importaciones eléctricas europeas provendrían de esas instalaciones (Estela, 2009, p. 6).

Aunque los estudios sobre energía solar tienden a poner de relieve el gran potencial de la CSP, no debería descartarse la energía fotovoltaica en algunos de los emplazamientos establecidos para la CSP, pues la opción de implantar una u otra modalidad puede depender de factores como la evolución de los costes totales o de su madurez tecnológica. De hecho, la solar fotovoltaica tiene una incidencia importante en la electrificación rural en el sur de Argelia, en algunas zonas de Egipto y, sobre todo, en el programa de electrificación rural marroquí. La fotovoltaica tiene también un papel importante que jugar en instalaciones descentralizadas y núcleos aislados, circunstancias de especial interés en muchos PSM.

Figura IV.1.1: Mapa de energías renovables y corredores eléctricos en el espacio euro-mediterráneo



Fuente: TREC (2007a, p. 33)

26 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

El potencial de las restantes fuentes es limitado, aunque puede ser relevante desde la perspectiva local y social. Por ejemplo, hay cierto potencial para la biomasa en las grandes ciudades a partir de desechos, pero la producción de bio-carburantes no cuenta con las condiciones climáticas ni edafológicas adecuadas, salvo en Turquía (de hecho, con esta salvedad, la mayoría de la región registra déficits comerciales alimentarios estructurales).

El potencial eólico es muy elevado en determinados países, como Marruecos, Egipto o Turquía, pero también resulta apreciable para emplazamientos concretos en el litoral del resto de la cuenca Sur y Este mediterránea. Sin embargo, pese a los avances registrados en los tres países mencionados, en la actualidad representa una aportación marginal en el conjunto de la región. La tecnología eólica *onshore* tiene la ventaja de presentar menores costes de inversión y encontrarse más cercana al umbral de rentabilidad, por lo que la generación tendería a primar esta tecnología en las primeras fases del Plan. La eólica *offshore* tiene también un gran potencial y varias ventajas sobre la *onshore*, pero todavía afronta problemas técnicos considerables (AIE, 2008a)⁸.

En cuanto a la estimación de costes según tecnologías, la eólica presenta en la actualidad costes competitivos con el gas o el carbón en regiones con numerosas horas y velocidades de viento. La tecnología fotovoltaica no está tan cerca del umbral de rentabilidad, pero el rápido descenso de sus costes hace previsible que alcance la paridad con los precios de red en los próximos años, especialmente en un contexto de precios elevados de la electricidad. La mayor parte de estudios apuntan a que la energía termosolar sólo sería competitiva a partir del 2020-2030. Eso no quiere decir que no pueda formar parte del *mix* energético, pero sí que una presencia importante de CSP en el mix que asegure alcanzar el umbral de rentabilidad encarecería los precios de la electricidad hasta el 2020. Sin embargo, según el estudio del TREC (Cooperación Transmediterránea de Energías Renovables, *Trans-mediterranean Renewable Energy Cooperation*, en terminología inglesa), a partir de 2020 contribuiría a su reducción, ya que la electricidad procedente de CSP importada del Norte de África será en 2020 un 25-30% más barata que la producida en el sur de Europa (TREC, 2007a, p. 37).

El Plan Solar plantea por tanto el dilema inicial de qué opción tecnológica debe ser priorizada. La tecnología termosolar sólo se ha desplegado en la rbera sur del Mediterráneo a pequeña escala, básicamente dos plantas híbridas con centrales de ciclo combinado en Argelia y Marruecos. Una opción a corto plazo sería apoyar la realización de nuevos proyectos de demostración de esta tecnología, para promoverla a medio y largo plazo, cuando su madurez tecnológica permita decisiones regulatorias precisas. Dado que la generación

8- La Agencia Internacional de la Energía (AIE, 2009) estima que en breve la energía eólica se convertirá en la segunda fuente de energía renovable, sólo por detrás de la hidroelectricidad, alcanzando el 4,5% de la generación eléctrica mundial en 2030 y el 8% en la OCDE.

IV - Trabajos elaborados

IV.1 - Retos y oportunidades energéticas en el área euro-mediterránea: El Plan Solar Mediterráneo

| 27

edífica está próxima al umbral de rentabilidad, las proyecciones le otorgan la mayor capacidad de crecimiento, por lo que a corto plazo podría acometerse un plan edílico para el que habría potencial importante en Marruecos, Argelia, Egipto y Turquía. Por su parte, la fotovoltaica tiene un potencial importante en el ámbito rural, así como en grandes y medianas instalaciones descentralizadas, y sería aconsejable incluirla en los proyectos elegibles. A más largo plazo debe contemplarse con atención la instalación de CSP en las zonas de mayor insolación, así como las alternativas de generación y evacuación hacia la UE.

En todo caso, la identificación del potencial de energías renovables en la región da paso a la reflexión sobre el aprovechamiento y la integración de esos recursos por parte de la UE y los PSM. Adicionalmente, hay otros proyectos contemplados por la literatura que hacen que el Plan Solar deba considerarse de forma global.

2. Corredores eléctricos en la región euro-mediterránea

La instalación de capacidades de generación eléctrica a partir de energías renovables en la ribera sur del Mediterráneo requiere tanto de una mayor interconexión entre los propios PSM, como de rutas de evacuación hacia los mercados europeos. Este objetivo se apoya y complementa con iniciativas comunitarias tales como el Anillo eléctrico del Mediterráneo⁹ (Marín y Escribano, 2008). En la actualidad, sólo el Magreb está interconectado con el mercado eléctrico comunitario de forma sincronizada y continua, aunque tan sólo a través de la interconexión España–Marruecos. Por ello, a corto plazo, las instalaciones del Plan Solar destinadas a la exportación de electricidad verde sólo podrán desplegarse esencialmente en Marruecos, con una capacidad limitada a 1.400 MW¹⁰. El Mapa 1 traza también los corredores eléctricos trans-mediterráneos considerados óptimos para permitir la evacuación de la electricidad verde a la UE, a saber: ampliación de la conexión existente Marruecos–España, conexión directa Argelia–España, conexión Argelia–Norte de Italia, conexiones Túnez–Italia (Norte y Sur), conexión Libia–Italia y Libia–Grecia y conexión Egipto–Turquía-UE (TREC, 2007a, p. 33).

Los estudios propugnan la creación de una red de alta tensión en corriente continua (HVDC, *High Voltage Direct Current*, por sus siglas en inglés), una *supergrid* destinada a trasladar la energía generada en los PSM hasta la UE. A más largo plazo, se plantea la necesidad de una *supersmart grid* para una mayor expansión de las energías renovables en la región (PWC, 2010). Esta iniciativa implicaría la construcción de una red eléctrica más interconectada y eficiente en Europa, en línea con el objetivo de un mercado eléctrico

9- Constituye el noveno eje prioritario de las Redes Trans-Europeas de Energía (TFE-E) en el sector de la electricidad. Persigue el aumento de las capacidades de interconexión eléctrica entre los Estados miembros mediterráneos y Marruecos, Argelia, Túnez, Libia, Egipto, países de Oriente Próximo y Turquía.

10- El enlace submarino entre España y Marruecos consta de dos cables de 700 MW.



28 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

único. Este aspecto es de especial importancia para los Estados miembros mediterráneos, que padecen un aislamiento relativo importante en el mercado energético europeo. Sin el desarrollo de infraestructuras de interconexión entre la Europa Mediterránea y el resto del viejo continente, difícilmente se podrá evacuar la electricidad desde los PSM a la UE, en su conjunto. Por lo tanto, la interconexión Norte de África-Sur de Europa podría llevar asociado un acercamiento entre la Europa mediterránea y la Europa continental. Es decir, supondría la europeización de los Estados miembros mediterráneos, pero también la ‘mediterraneización’ de los Estados miembros no mediterráneos (Marín y Escrbano, 2010b).

Otro aspecto relevante a tener en consideración es el tipo de energía a transportar por esta red. El Plan Solar estipula que los corredores eléctricos considerados deben limitarse a transportar electricidad de origen renovable. Una primera reflexión económica es que la adición de la electricidad originada por fuentes fósiles en los PSM a esas rutas de exportación podría facilitar la financiación de las infraestructuras de transporte al hacerlas más rentables en el corto plazo. La segunda reflexión es hasta qué punto, una vez construida la *supergrid*, puede evitarse la concurrencia de esas energías no renovables. De hecho, la mera existencia de una *supergrid* podría suponer un incentivo a la instalación en la ribera sur de capacidades de generación convencionales destinadas a la exportación.

Por último, probablemente el mayor obstáculo para la ejecución de estas líneas de evaluación sean los exigentes y fragmentados procedimientos de aprobación para este tipo de infraestructuras. Por su propia naturaleza, su realización se ve retrasada por los procedimientos legales, en sus distintos niveles. Alternativamente, el desarrollo de la tecnología de tendidos submarinos puede contribuir a paliar parte de estas dificultades. Otro elemento clave estriba en establecer el rol de las *utilities* locales, buenas conocedoras de los procedimientos y normas domésticas y regionales, como soporte para el desarrollo de las infraestructuras en ambas riberas del Mediterráneo, facilitando así el impulso y dinamización de esas infraestructuras y su integración en el entorno socio-económico.

3. *Mejora de las infraestructuras eléctricas en la ribera sur del Mediterráneo*

La necesidad de conectarse entre sí y con la UE, supone un proceso de desarrollo, fortalecimiento y modernización de las redes eléctricas en los PSM. Un aumento significativo en la producción de energías renovables podría suponer una oportunidad de mejora para su sistema, puesto que las energías renovables requieren importantes capacidades de red y su integración en la misma presenta problemas adicionales de gestión de la oferta y la demanda. Paralelamente, tender líneas de HDVC entre los países de la ribera sur del Mediterráneo y los Estados miembros de la UE para exportar la electricidad producida en los primeros también implicaría la necesidad de reforzar la red eléctrica del sur de Europa. Por otro lado, el acceso de instalaciones para la industria de energías renovables en países

IV - Trabajos elaborados

IV.1 - Retos y oportunidades energéticas en el área euro-mediterránea: El Plan Solar Mediterráneo

| 29

sin conexiones directas con la UE al mercado eléctrico comunitario (casos de Libia o Egipto) requiere proyectos específicos que mejoren las interconexiones sub-regionales. Además, algunos estudios (TREC, 2007a) consideran fundamental aumentar la capacidad de almacenamiento en los PSM para estabilizar la red eléctrica ante un incremento de la generación de electricidad mediante renovables.

4. Eficiencia energética en el Mediterráneo

La eficiencia energética aspira a convertirse en uno de los elementos estratégicos del Plan Solar. Dado que se trata de uno de los objetivos de la política energética comunitaria (como ya se comentó anteriormente), no es de extrañar que la UE intente proyectar esas preferencias hacia su vecindad mediterránea. Por otro lado, ante el previsible incremento en la demanda energética en los PSM en los próximos años, se requerirán de elevadas inversiones, por lo que resulta crucial la aplicación de tecnologías energéticamente eficientes.

Si aproximamos la eficiencia energética por el nivel de intensidad energética de un país (cantidad de energía necesaria para generar una unidad de PIB), podemos afirmar que los socios mediterráneos presentan una eficiencia baja, pues aunque el consumo energético per cápita de los PSM es reducido, su intensidad energética es elevada. De hecho, la región de Oriente Medio y Norte de África se encuentra entre las de mayor intensidad energética del mundo, sólo precedida por la antigua Unión Soviética y África. Esta situación se debe, por un lado, a una estructura económica intensiva en el uso de energía combinada con bajos niveles de PIB pero, por otro, también se debe a elementos tales como el uso de tecnologías obsoletas, la ausencia de incentivos para un consumo y conversión eficientes, o la falta de recursos y know-how para el mantenimiento y la gestión de las infraestructuras.

Todas estas cuestiones no son sino retos y oportunidades para mejorar la eficiencia energética de la región, lo que tendría implicaciones económicas significativas. Según Ivanic y Martín (2008), el impacto sobre el PIB de mejorar la eficiencia energética entre un 10% y un 50% en los países del Norte de África sería, respectivamente, de entre 1.600 y 6.000 millones de \$. Blanc (2009) estima que para Marruecos, Egipto y Túnez un descenso de la intensidad energética del 10% en diez años supondría un descenso del 16% del consumo respecto al nivel inicial.

Aunque las medidas para aumentar la eficiencia energética son muy diversas, todas ellas pasan por que los precios de la energía tiendan a reflejar los costes. Incluso los aspectos técnicos, como las pérdidas registradas por las redes eléctricas de los PSM, muy superiores a las de los estándares de la industria, están relacionados con la falta de incentivos para la eficiencia que implica la existencia de generosos esquemas de subvención de la energía. Por tanto, la eficiencia supone una forma de reducir el coste de las subvenciones, muy

30 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

onerosas en algunos PSM, sin aumentar los precios (Marín y Escribano, 2010c). En un contexto de bajo consumo energético, que en algunos casos como las zonas rurales aisladas se manifiesta en pobreza energética, el aumento de los precios de la energía en los PSM conlleva elevados costes sociales, que se han traducido en un fuerte rechazo y numerosas manifestaciones de protesta por parte de la población.

En definitiva, el diagnóstico en materia de eficiencia energética en los PSM es poco alentador, salvo alguna excepción como Israel. Aunque se han producido avances en algunos países, aún falta mucho por hacer para reunir los pre-requisitos básicos que permiten observar mejoras significativas en materia de eficiencia energética como, por ejemplo: compromisos y políticas claras a largo plazo; un marco institucional, legal y regulatorio adecuado; eliminación de los subsidios discrecionales; condiciones transparentes en el mercado energético; políticas específicas con incentivos financieros y fiscales, concienciación y formación (Ral, 2007, p. 7). El Plan Solar podría promover la cooperación técnica en el diseño institucional, la transferencia de tecnología y la participación en programas específicos de formación. Sin embargo, no debe olvidarse que cualquier esfuerzo serio en materia de eficiencia energética requiere el ajuste de los precios, cuestión que está directamente relacionada con la regulación y la gobernanza del Plan Solar.

5. *Capacidades de gas natural en los PSM como soporte de las renovables*

Aunque los escenarios energéticos apuntan que las energías renovables superarán al gas natural como fuente de generación eléctrica durante la presente década, también destacan que las centrales de ciclo combinado jugarán un papel clave como soporte flexible del sistema para abastecer los picos de demanda. Por ello, la instalación de capacidades de generación con gas natural para suplementar el aporte de las energías renovables al *mix* energético euro-mediterráneo es otra de las opciones barajadas en el marco del Plan Solar, especialmente en aquellos países de la ribera sur donde el mercado del gas aún no se ha desarrollado. A su vez, algunos estudios (TREC, 2007a) consideran necesario aumentar la capacidad de almacenamiento de gas en los PSM para estabilizar la red eléctrica ante un incremento de la generación por renovables.

Los partidarios de la energía termosolar destacan que su tecnología permite almacenar la energía solar mediante depósitos de sales para liberarla durante la noche, así como recurrir a centrales híbridas que utilizan combustibles convencionales para accionar las turbinas, reduciendo de este modo la necesidad de esas capacidades de soporte. No obstante, habría que poner de manifiesto dos cuestiones al respecto: 1) esa hibridación se consigue con gas natural; 2) el desarrollo del mercado del gas natural es una de las demandas tradicionalmente expresadas por algunos países mediterráneos como Marruecos y Túnez. Esta propuesta ha gozado del beneplácito de la UE para la orilla Este

IV - Trabajos elaborados

IV.1 - Retos y oportunidades energéticas en el área euro-mediterránea: El Plan Solar Mediterráneo

| 31

desde hace años, que se ha materializado en proyectos tales como el Anillo de gas del Mediterráneo oriental¹¹, habiendo evolucionado, más recientemente, hacia un concepto más amplio, el Anillo trans-mediterráneo del gas¹².

6. Energías renovables para desarrollar proyectos de desalinización

Las proyecciones sobre los recursos hídricos en la ribera sur del Mediterráneo, y sobre todo en el Golfo Pérsico, apuntan a crecientes déficits hídricos a partir de mediados de la próxima década. Por ello, otra de las acciones complementarias recomendadas consistiría en desarrollar proyectos de desalinización mediante energías renovables. El plan de desalinización explora la posibilidad de utilizar la energía renovable para alimentar las plantas potabilizadoras, no obstante, aunque la tecnología de desalación está desarrollada, requiere todavía importantes cantidades de energía. En principio, la desalación se liga a las plantas termosolares instaladas cerca del litoral (TREC, 2007a; Plan Bleu, 2008a), aunque las condiciones técnicas de la energía termosolar la hacen más eficiente en climas secos y territorios elevados, donde no hay humedad y la insolación es mayor, pero se carece de recursos hídricos¹³.

IV.1.4 - El entorno regulatorio e institucional

El desarrollo conjunto de las energías renovables en el mapa energético euro-mediterráneo requiere de ciertas condiciones institucionales básicas. Pese a los avances registrados en los últimos años y ante la expansión prevista de las energías renovables a medio plazo, el sector aún requiere de sustanciales estímulos, que deberían ser transitorios hasta alcanzar el umbral de rentabilidad mínima. También precisa de un contexto institucional estable que minimice el riesgo regulatorio y permita acometer las considerables inversiones que comporta su elevada intensidad en capital, generando el entorno adecuado para establecer un marco sostenible a largo plazo para su despliegue. Asimismo, tanto la seguridad jurídica de las inversiones como la estabilidad de los incentivos, son un pre-requisito fundamental, previo a la definición de los esquemas de retribución y las posibilidades de financiación de las diferentes iniciativas. Otro aspecto relevante es el de los estándares técnicos, pues la interoperabilidad de los sistemas eléctricos precisa de su estandarización. En la práctica, aunque la armonización de los requisitos técnicos se está llevando a cabo gradualmente, sería conveniente acelerar el proceso mediante una mayor cooperación técnica y formación, contribuyendo así a la mejora del marco legal y

11- Se trata del sexo prioritario de las RTE-E en el sector del gas. Se orienta a la creación y aumento de las capacidades de los gasoductos para el transporte de gas natural entre los Estados miembros mediterráneos y Libia, Egipto, Jordania, Siria y Turquía.

12-Añade a los países contemplados en el Anillo de gas del Mediterráneo oriental, conexiones con Argelia y Túnez.

13- Sobre la desalinización con de energía solar en el marco de la iniciativa DESERTEC puede consultarse el estudio AQUA-CSP del TREC (2007b), para una aproximación a la gestión sostenible del agua en el Mediterráneo en el marco de la UjM véase Barcelo et al. (2009).



32 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

una mayor dotación de capacidades de análisis y supervisión por parte de los organismos reguladores y de la administración.

Las distintas medidas incentivadoras y legales adoptadas por los PSM han redundado en progresos muy dispares, dando lugar a tres grupos de países, en función del ritmo de avances mostrado hasta el momento (Plan Bleu, 2008a y b):

- Marruecos y Túnez, a los que podrían añadirse Israel y Turquía, serían los más avanzados.
- Argelia, Egipto, Libia y Siria (esto es, los países productores de hidrocarburos) serían los que más reformas tendrían pendientes en materia de renovables.
- El resto de PSM se situaría en una posición intermedia.

No obstante, todos los estudios (Plan Bleu, 2008a y b; OME, 2008; Lafitte et al., 2009; Mañá y Escribano, 2010d; Ral, 2010) coinciden en apuntar la existencia de barreras institucionales y legales, destacando la ausencia o fragmentación de responsabilidades en la materia, la falta de coordinación de los organismos involucrados, la inexistencia o aplicación parcial y/o prolija de la legislación, así como la inestabilidad de los incentivos.

Desde una perspectiva histórica, los mercados eléctricos de los PSM son monopolios estatales, pero desde mediados de la década de 1990 países como Marruecos, Turquía, Túnez y Egipto, comenzaron a dar acceso a la participación privada en la generación de electricidad. En la actualidad, cerca del 16% de la capacidad instalada en esos países está en manos de operadores independientes (IPPs, por sus siglas en inglés). Dado que los monopolios pervivían, se establecieron acuerdos de compra (PPAs, por sus siglas en inglés) con los IPPs, que sin embargo no fueron capaces de atraer la inversión necesaria. En consecuencia, algunos PSM han iniciado la liberalización de su mercado eléctrico para ofrecer más garantías a los inversores, pero el proceso es aún insuficiente, quedando un largo y complejo camino por recorrer que, dicho sea de paso, debería estimularse desde la UE.

Aunque la reestructuración del mercado eléctrico de los PSM es fragmentaria y desigual, se aprecian ciertos progresos en determinados países que cabría destacar. Argelia aprobó en 2002 una nueva ley eléctrica permitiendo la producción independiente y contemplando una apertura progresiva del sector eléctrico a los inversores privados. Egipto también permite la actividad de los IPPs, aunque la liberalización del mercado eléctrico avanza lentamente (REACCESS-DLR, 2009). En Marruecos está en preparación una nueva ley eléctrica que apunta a una mayor liberalización y el establecimiento de un organismo regulador. Túnez también admite los IPPs y por el momento no ve necesario adoptar nuevas medidas liberalizadoras (OME, 2008). Turquía es un caso especial, tanto,




IV - Trabajos elaborados
IV.1 - Retos y oportunidades energéticas en el área euro-mediterránea: El Plan Solar Mediterráneo

| 33

por ser candidato a la adhesión de la UE como por su papel estratégico en el tránsito de los corredores energéticos orientales hacia la UE (Muñoz y San Martín, 2010). Por su condición de país candidato, ha avanzado mucho en la liberalización del mercado eléctrico y el alineamiento con el acervo comunitario (EDAM-CEPS, 2007). Como cruce de caminos de las rutas energéticas que transitan hacia la UE desde las regiones productoras de Oriente Medio, el Mar Caspio, el Cáucaso y Rusia, Turquía aspira a convertirse en un *hub* energético, para lo cual precisa dotarse de infraestructuras y marcos regulatorios apropiados.

Por otro lado, los esquemas de retribución y apoyo constituyen uno de los elementos institucionales clave del marco regulatorio. La modalidad de regulación para las energías alternativas más extendida en la UE, y tal vez la que concita más consenso, son los denominados “precios mínimos estándar” (*feed-in tariffs*-FITs en terminología inglesa)¹⁴. Aunque hay otras alternativas, como los incentivos fiscales, empleados por EEUU, que aplica un esquema de desgravaciones fiscales a la producción (*Production Tax Credits*-PTCS), si bien este sistema es criticado por la falta de previsibilidad en su renovación y la incapacidad para señalar incentivos significativos en épocas de reducción de beneficios. Adicionalmente, otros esquemas contemplan el empleo de cuotas, las subastas o las subvenciones a la inversión.

 El Tercer Paquete Legislativo deja libertad a sus Estados miembros para elegir el modelo retributivo preferido, fundamentalmente FIT, certificados verdes comercializables (cuotas), incentivos fiscales o subastas¹⁵. El sistema de FIT o primas parece reunir el mayor consenso, es el preferido por la Comisión¹⁶ y, de hecho, se aplica en la mayoría de los Estados miembros. Pero a pesar de su generalización, sus efectos dependen de las barreras administrativas y de acceso a la red existentes (MEDREG, 2008). Algunas propuestas apuntan a que, a corto plazo, España podría extender su sistema de FIT a la electricidad verde procedente de Marruecos (Ummel y Wheeler, 2008). Por otro lado, el objetivo de desplegar 20 GW en 2020 parece inalcanzable con los sistemas de apoyo vigentes o en preparación en los PSM, mientras que los mecanismos basados en FITs han mostrado su atractivo en la propia UE y otros países emergentes (Ral, 2010).

Sin embargo, el principal dilema no es tanto el mecanismo, sino quién paga finalmente el bonus, los propios PSM o los Estados miembros de la UE, y a través de qué agentes (consumidores, contribuyentes, empresas...), así como cuál es el nivel de apoyo otorgado. Dado que actualmente el coste de generación de electricidad verde es en su conjunto superior al de las fuentes convencionales, su despliegue requiere la intervención de

¹⁴- En España se puede optar por una FIT o una prima (bonus).

¹⁵- Para un análisis reciente de estos esquemas puede consultarse Rogwitz et al. (2007).

¹⁶- Véase al respecto el informe de la Comisión sobre los diferentes mecanismos de apoyo a las energías renovables en COM(2008) 19 final.



34 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

los Estados para favorecer la producción de energías renovables, por llevar asociadas unas externalidades positivas no recogidas por el mercado¹⁷. El primer elemento, por tanto, consiste en asegurar una distribución equilibrada, aunque no necesariamente simétrica, de los costes entre la UE y sus Estados miembros y los PSM. En buena medida, ello dependerá de las características de la regulación de las exportaciones de electricidad verde hacia la UE, pero no parece eficiente separarse demasiado de la lógica del mercado. Así, una propuesta generalizada estriba en establecer una prima algo inferior a la vigente en la UE, o en los países a que dicha electricidad esté destinada, dado que se estima que los costes de generación son menores en la ribera Sur (Lafitte *et al.*, 2009; Marín y Escribano, 2010d; Ral, 2010).

Respecto al nivel de apoyo concedido en la UE, las primas más altas tienden a destinarse a la energía foto-voltaica, le sigue la energía termo-solar y, por último, la energía eólica y la hidroeléctrica reciben las menores primas. En el arco sur del Mediterráneo, el sistema de primas está vigente en Argelia, Egipto, Israel y Turquía, mientras que están en estudio en Marruecos, Túnez y Siria. Además, Túnez, Egipto y Siria ofrecen subvenciones a la inversión, y Marruecos y Turquía las están estudiando. Marruecos y Túnez ofrecen reducciones impositivas (sobre IVA o aranceles). Túnez y Argelia cuentan con fondos nacionales dedicados al desarrollo de energías renovables. Pero tal vez la mayor dificultad provenga del elevado grado de subvención a los combustibles fósiles en buena parte de los PSM. En algunos países, como Marruecos o Túnez, estas subvenciones han tendido a disminuir progresivamente, pero siguen siendo considerables y perjudicando la competitividad relativa de las energías renovables.

A la luz de todo lo anterior, una primera cuestión, por tanto, es qué mecanismos de incentivos podrían aplicarse. Pese a la prevalencia del sistema de primas, los Estados miembros tienen mecanismos distintos y en consecuencia no existe un modelo común hacia el que converger. En todo caso, quizás los países más avanzados en estos diseños, como Marruecos y Túnez, puedan transitar a un sistema operativo de primas con relativa rapidez. Aquellos países que cuentan con primas, como Argelia, Egipto y Turquía deben garantizar y facilitar el acceso al mercado. Para el resto de países una primera etapa podría consistir en introducir de manera operativa las subvenciones a la inversión y las reducciones impositivas.

Debe considerarse además que las primas pueden ser muy onerosas para los presupuestos públicos y/o los consumidores (en Argelia, por ejemplo, suponen hasta el triple de las tarifas de las energías convencionales), en consecuencia, su aplicación a cantida-

¹⁷ Esa intervención supone, a su vez, un coste que tiene que distribuirse directa o indirectamente entre Estados y, dentro de ellos, entre consumidores, contribuyentes y empresas.



IV - Trabajos elaborados

IV.1 - Retos y oportunidades energéticas en el área euro-mediterránea: El Plan Solar Mediterráneo

| 35

des crecientes de electricidad generada con renovables puede ser limitada. Por otro lado, no parece que aquellos PSM que hayan conseguido reducir con un importante coste político las subvenciones a las energías fósiles y la electricidad (o que incluso las mantengan) puedan asumir compromisos demasiado ambiciosos en materia de primar a las renovables. Además, una subida indiscriminada de las tarifas no sólo tiene un coste social importante, sino que incluso puede tener resultados indeseados¹⁸. Un aspecto diferente es la regulación de la electricidad destinada a la exportación hacia la UE. Una propuesta estriba en establecer una prima algo inferior a la vigente en la UE, o en los países a que dicha electricidad esté destinada.

La convergencia de los diferentes modelos de promoción de las renovables a nivel comunitario resulta poco probable, por lo que una alternativa podría ser desarrollar un modelo retributivo y regulatorio ‘europeo’ común superpuesto a los diferentes modelos nacionales aplicable al Plan Solar. De hecho, la nueva directiva comunitaria sobre energías renovables 2009/28 (DOUE, 2009) prevé en su artículo 9 el tratamiento de proyectos conjuntos entre Estados miembros y terceros países con vistas al cumplimiento de los objetivos fijados por dicha directiva para cada Estado miembro. De tal forma, la nueva directiva permite a los Estados miembros ligar sus sistemas de apoyo domésticos a los de otros países comunitarios. Incluso, también permite la importación ‘física’ de energía renovable (incluyendo la electricidad verde) de terceros países, como la procedente de parques eólicos o solares de la ribera sur del Mediterráneo. Sin embargo, las importaciones ‘virtuales’ (inversiones en energías renovables en esos terceros países) no pueden computarse para los objetivos fijados por la directiva. La transferencia estadística (el intercambio de créditos renovables entre países excedentarios y deficitarios) queda limitado a los Estados miembros, y sólo para el caso de que el país vendedor haya alcanzado sus propios objetivos y de que ambos países cooperen en proyectos conjuntos de energías renovables.

IV.1.5- Crisis económica, financiación y cooperación tecnológica

La estimación de los costes asociados al desarrollo del Plan Solar Mediterráneo varía bastante según los estudios pero, en cualquiera de los casos, las cantidades contempladas son muy elevadas. La posición inicial franco-alemana sobre el Plan Solar Mediterráneo de agosto de 2008 avanzó la cifra de 80.000 millones de € (aproximadamente el 8% del PIB de España en 2009). Estas grandes necesidades de financiación se producen en el contexto de eclosión, desde el verano de 2007, de la crisis financiera internacional, que ha afectado profundamente a la economía real. Como consecuencia de ello, el sistema

¹⁸- Por ejemplo, la fuerte subida de las tarifas eléctricas en Siria a principios de esta década se tradujo inmediatamente en un aumento de las pérdidas en la línea por las conexiones ilegales en las zonas más pobres del país.



36 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

financiero ha visto reducido su tamaño y se han producido cambios en su composición. Ambos elementos han afectado a los negocios energéticos, que tienen que desenvolverse en condiciones mucho más restrictivas. Aunque los tipos de interés hayan descendido y aún se mantengan bajos, el coste del crédito ha caído en menor medida, al tiempo que la obtención de financiación se ha vuelto más compleja para el sector energético, como consecuencia de la sequía experimentada por el mercado de crédito.

Esto ha tenido un fuerte impacto sobre los proyectos energéticos, tanto en los de explotación y producción de hidrocarburos como en el resto que, básicamente, se verán retardados en su construcción y encarecidos en su coste. Ya que el mercado internacional no está destinando fácilmente líneas de financiación con este objeto ni trasladando con rapidez la bajada de los tipos decididos por los bancos centrales. A su vez, la caída del crecimiento en el PIB ha producido una disminución en la demanda de energía que se ha traducido, con carácter inmediato y también vía expectativas, en una bajada de los precios de algunas materias primas energéticas, reforzándose la pérdida de rentabilidad de las actividades industriales ligadas a las energías más tradicionales. Por todo ello, la crisis financiera, que inicialmente fue una crisis de liquidez, se ha transformado, además, en una crisis de solvencia-confianza de características sistémicas, lo que añade incertidumbre a todo el proceso, que se complica con las tensiones fiscales y cambiarías que han tenido lugar en la segunda mitad de 2010.

En el ámbito de las renovables, en particular, la bajada en la demanda y precios de las energías tradicionales está desincentivando la inversión en nuevas energías, tanto en las fases de investigación como en la extensión y producción de las mismas¹⁹.

Paralelamente, los programas de ayudas públicas se están destinando en muchos países, con prioridad, hacia instituciones financieras y otras actividades industriales, a costa de limitar los fondos dedicados a investigación y subvención de las energías renovables, que a los actuales niveles de precios parecen menos competitivas. No obstante, algunos países, como Estados Unidos, han prestado atención a las renovables como instrumento dinamizador de sus economías.

Igualmente, resulta conveniente tener presente el proceso de *decoupling* (desacoplamiento del ritmo de crecimiento de los mercados emergentes), que supone un fenómeno tal que, mientras algunas economías siguen alimentando las cifras negativas de la crisis y otras mantienen una senda de lánguida recuperación, las economías emergentes²⁰

19- La AIE (2009, p. 161) destaca que la caída de las inversiones en energías renovables representa un retroceso importante en la lucha contra el cambio climático. Las inversiones en estas energías pasaron de aumentar un 85% en 2007 a decrecer a partir del último trimestre de 2008 y caer cerca de un 20% en 2009.

20-Países asiáticos, encabezados por China, India e Indonesia, países de Latinoamérica, destacando Brasil y México, así como otros países al Este de Europa, como Turquía y Rusia. En particular, se ha dado en denominar E7 al grupo de estos siete países emergentes, por ser los más sobresalientes.



lideran y sostienen el crecimiento mundial, ampliando el gap entre grupos de países. Esto tiene una repercusión directa sobre el *mix* de la demanda energética global, ya que el grupo de países emergentes, en general, tiene una estructura energética más centrada en el carbón que las economías más desarrolladas, a la par que una menor preocupación por las cuestiones medioambientales. Por todo lo anteriormente expuesto, el efecto global puede implicar una reducción de la producción de energías con origen en renovables junto a un deterioro medioambiental.

Por lo que se refiere a las perspectivas de futuro, y de acuerdo con la AIE (2010), la evolución y el ritmo de recuperación de la economía mundial será el principal determinante de la marcha del sector energético internacional. Sin embargo, advierte del riesgo de una recesión de doble fondo (en forma de W) en un contexto de elevados y crecientes déficits públicos, situación que envuelve de incertidumbres las perspectivas económicas y, por ende, las expectativas energéticas. Un efecto de “ralentización” parecido se alcanzaría con un escenario de crecimiento lánguido en los próximos años. Sin embargo, cuando se produzca el cambio en las actuales condiciones de la economía mundial no es fácil imaginar que tenga lugar una aceleración tal que permita no sólo recuperar la velocidad y nivel de crecimiento de los años anteriores, sino también realizar las inversiones adicionales necesarias en energías renovables y en redes de evacuación.

Uno de los objetivos de la UpM consiste precisamente en facilitar la consecución de proyectos estructurantes prioritarios como el Plan Solar en este ambiente de incertidumbre, movilizandó la financiación necesaria. Sin embargo, los mercados financieros de los países en desarrollo se caracterizan por un triple *gap* financiero: insuficiencia de fondos, condiciones y términos inadecuados y falta de disponibilidad de instrumentos financieros (K&W, 2005). Esa situación puede impedir movilizar los recursos financieros necesarios para un despliegue masivo de las energías renovables en el futuro próximo. En todo caso, la duda que ha acompañado al proceso constitutivo de la UpM es de dónde procederían esos fondos. Los fondos comunitarios euro-mediterráneos tienen una asignación presupuestaria clara, y son ampliamente criticados por su nivel limitado, en todo caso incapaz de proporcionar la financiación necesaria para la serie de proyectos contemplados por la UpM, aunque el FEMIP (Facilidad Euro-Mediterránea del BEI) y el ENPI (Instrumento Financiero de Vecindad y Asociación) podrían tener algún papel. El enfoque empleado para la financiación de proyectos se basa en la concurrencia de fondos públicos y privados, fondos comunitarios, préstamos del BEI (Banco Europeo de Inversiones) y de otros organismos financieros internacionales, especialmente del Banco Mundial.

No obstante, conviene distinguir entre la aportación de fondos (financiación o capital) para las instalaciones de generación eléctrica renovable y las líneas de evacuación, de un

38 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

lado, y la de los programas de formación y de cooperación técnica. Estos últimos suponen una categoría aparte, cuya financiación podría ser objeto de la cooperación tanto en el ámbito bilateral como regional. La financiación de una supergrid podría correr a cargo de una compañía participada por los operadores nacionales de la red (*Transmission System Operator-TSOs*), que en la mayor parte de los PSM y los Estados miembros son compañías públicas o monopolios naturales regulados, y los bancos multilaterales (especialmente el BEI). Otra posibilidad es un consorcio más amplio con la participación de empresas de distribución.

Respecto a las instalaciones renovables de generación, la IDE (Inversión Directa Extranjera) tiene la ventaja de no afectar a los presupuestos públicos, crear empleo, transferir tecnología, formar capital humano y desarrollar nuevas ramas industriales. Aunque en el pasado los PSM no resultaban atractivos para la IDE, en los últimos años se han registrado mejoras sustanciales en algunos países²¹. No obstante, como ya se ha mencionado anteriormente, una de las cuestiones esenciales para facilitar la obtención de financiación es la estabilidad y claridad del marco regulatorio. Otros aspectos regulatorios, como la concesión de un número de licencias suficientes para obtener economías de escala y avanzar en la curva de aprendizaje también afectan a capacidad para financiar los proyectos.

En este sentido, las estimaciones apuntan a que el 70% de los proyectos de generación de electricidad renovable en los PSM serán IPPs financiados por fondos privados (OME, 2008), un modelo que se asocia con el libre acceso al mercado y la regulación por privados. Este modelo se basa en la financiación privada de las instalaciones en la ribera sur del Mediterráneo, siempre que las condiciones regulatorias sean rentables. En la práctica, mientras la inversión extranjera ha mostrado interés por el potencial de las energías renovables en la ribera sur del Mediterráneo, los medios financieros públicos de los PSM no son capaces de soportar incentivos importantes a las renovables y, por tanto, no bastan para generar un salto de escala en el mercado. Por todo ello, tanto para las instalaciones como para el desarrollo del marco tarifario retributivo para la electricidad verde exportada hacia la UE, los mercados de la ribera sur requieren la financiación exterior.

Otras medidas podrían consistir en actuar sobre la presión fiscal mediante exoneraciones impositivas (IVA), acordar préstamos bonificados y crear fondos de garantía (o ampliar los existentes) que reduzcan el riesgo de los proyectos. El Partenariado Público Privado (PPP) parece adaptarse bien a proyectos que supongan inversiones importantes (centrales solares, parques eólicos), y ya ha sido utilizado por compañías europeas en la región. Otra posibilidad, también para reducir el riesgo de los proyectos, es reforzar el papel de

21- De hecho, en el campo de los hidrocarburos, se financian numerosos proyectos a gran escala pero, con pocas excepciones, el caso de la IDE en las energías renovables en los PSM no resulta comparable.



IV - Trabajos elaborados

IV.1 - Retos y oportunidades energéticas en el área euro-mediterránea: El Plan Solar Mediterráneo

| 39

las empresas de servicios energéticos, dándoles participación en el capital y garantizando el mantenimiento de las instalaciones.

Asimismo, se cuenta con la posibilidad de recurrir a la financiación de los bancos internacionales y regionales, como el Banco Mundial, el Banco Africano de Desarrollo o las instituciones financieras regionales árabes (los instrumentos podrían incluir donaciones y préstamos concesionales). El papel de los fondos soberanos de países productores o asiáticos está por determinar, si bien forma parte de la propuesta inicial de la UpM. Algunas iniciativas se hacen eco de una de las propuestas estrella de la campaña del presidente Obama, y plantean la creación de un fondo regional para las energías renovables, o bien el refuerzo de aquellos fondos ya existentes en los PSM. En el marco europeo, se puede recurrir a los fondos GEEREF (Fondo Global para la Eficiencia Energética y las Energías Renovables).

También se ha insistido sobre la necesidad de generalizar el recurso al mecanismo de desarrollo limpio (CDM en terminología inglesa) del protocolo de Kyoto. El CDM es una herramienta financiera que puede incentivar la IDE en energías renovables en los PSM, pero que está siendo muy poco utilizada en la región. Entre los proyectos presentados hay parques eólicos en Egipto, Marruecos e Israel, y el programa de electrificación rural foto-voltaico de Marruecos. Los principales obstáculos detectados son: la falta de competencias locales para preparar proyectos, la falta de coordinación entre administraciones y la casi nula implicación de la banca y las empresas locales. Además, los inversores deben afrontar la incertidumbre sobre el precio de las emisiones incorporado en su volatilidad y las exigencias de adicionalidad, que pueden inhibir la aplicación de las tecnologías más innovadoras.

Finalmente, la cooperación al desarrollo también puede contribuir mediante la financiación de instalaciones que contribuyan a luchar contra la pobreza energética y mejorar los niveles de renta y bienestar, además de con programas de cooperación técnica y formación. En la práctica, algunos países ya cuentan con experiencia en la financiación de proyectos de energías renovables con fondos de ayuda al desarrollo, por ejemplo el parque eólico de Zafarana, en Egipto, que se ha beneficiado de préstamos y donaciones del banco alemán de desarrollo (KfW) y de las agencias de desarrollo danesa y española. La opinión general es que el apoyo de los donantes debe concentrarse en las tecnologías más cercanas al umbral de rentabilidad (KfW, 2005), pero no debe obviarse el potencial de bajar por la curva de aprendizaje en los PSM. Por ello, la cooperación tecnológica para el desarrollo sostenible es otra de las líneas de la cooperación al desarrollo que mejor podrían desarrollarse por parte de la UE.



40 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

Todas estas opciones para patrocinar el desarrollo de proyectos relacionados con el Plan Solar Mediterráneo han sido resumidos como sigue (Ral, 2010, p. 73):

- Préstamos para la transformación de los mercados de la ribera Sur y Este, mediante la creación de capacidades, la formación y la concienciación ciudadana, entre otras actividades.
- Garantías parciales para compartir el riesgo.
- Fondos para promover la inversión, en deuda o capital, y apoyar proyectos innovadores, especialmente proyectos estructurados y escalables.
- De forma general, un clima favorable para la inversión y condiciones transparentes en sus mecanismos de financiación.

Como se puede apreciar, existen diversas alternativas y fórmulas, pero ¿cuáles son los compromisos adquiridos hasta el momento? En la reunión de ministros de la UPM de París sobre desarrollo sostenible el BEI, el KfW y la AFD (Agencia Francesa de Desarrollo) anunciaron un programa de inversión conjunto de 5.000 millones de € para las energías renovables. Por otro lado, en abril de 2009 se lanzó en Alejandría InfracMed, un fondo de inversión de largo plazo que complementará al FEMIP invirtiendo, entre otros, en infraestructuras de energía. Adicionalmente, el Banco Mundial lanzó a finales de 2009 el *Clean Technology Fund Investment Plan* para el despliegue de la CSP. El Plan pretende acelerar su despliegue en Argelia, Egipto, Jordania, Marruecos y Túnez, hasta alcanzar 1 GW, además de apoyar las infraestructuras de transmisión asociadas. El Fondo propone la co-financiación de 750 millones de \$ y la movilización de casi 5.000 millones de \$ adicionales.

IV.1.6 - Conclusiones

En este capítulo se sostiene que el Plan Solar Mediterráneo puede ser una contribución importante al desarrollo e integración de las energías renovables en el sistema energético euro-mediterráneo. La difusión de las energías renovables en la vecindad mediterránea de la UE es consistente con la emergencia de una política energética comunitaria, que persiga los objetivos de lucha contra el cambio climático y la promoción del desarrollo sostenible y por ello, el Plan puede ser además un instrumento potente de política energética comunitaria con rentabilidad apreciable para los países del Sur del Mediterráneo.

Por el lado europeo, y en relación con la seguridad energética, es cierto que el Plan Solar se basa en localizar las instalaciones de generación fuera del territorio de la UE, para su posterior importación, lo que en ocasiones se percibe como contrario al interés por la seguridad energética de Europa. Probablemente esto se debe a una aproximación meramente

IV - Trabajos elaborados

IV.1 - Retos y oportunidades energéticas en el área euro-mediterránea: El Plan Solar Mediterráneo

| 41

desde la perspectiva de la dependencia energética, cuestión que, efectivamente, no mejoraría. Sin embargo, la integración de las energías renovables en el espacio geopolítico euro-mediterráneo puede suponer una contribución a la seguridad energética de la región en su conjunto. Por un lado, el desarrollo del Plan Solar supone una diversificación, tanto geográfica como de fuentes, de las importaciones energéticas de la UE, y eso de por sí supone un descenso de la vulnerabilidad exterior. Por otro, a diferencia de las energías fósiles, las renovables incluidas en el Plan Solar están básicamente orientadas a la generación de electricidad y no pueden almacenarse ni redireccionarse con facilidad, lo que disminuye sustancialmente la capacidad de los productores de utilizar la interrupción del suministro como instrumento de presión. Esto implica que una eventual discontinuidad del suministro supone un impacto más simétrico sobre productor y consumidor que en el caso de las energías fósiles.

En cuanto a los PSM, varios de ellos han expresado su interés en apostar por las energías renovables como un vector de sostenibilidad, creación de empleo, transferencia tecnológica y desarrollo industrial. Este enfoque es consistente con las ventajas comparativas de los PSM, pues permite movilizar recursos abundantes hasta ahora ociosos (espacio e insolación), e implica un potencial para suplementar sus exportaciones convencionales con exportaciones de electricidad verde, lo que también supone incrementar su importancia geoestratégica frente a la UE. Además, especialmente para aquellos países con una elevada dependencia de las importaciones energéticas, supone la posibilidad de reducir tal dependencia mediante el incremento del consumo de recursos energéticos locales. La iniciativa aborda también otras necesidades específicas de los PSM, como la electrificación rural y la erradicación de la pobreza energética, la modernización y extensión de sus redes, la desalinización, la mejora de la eficiencia energética y el imperativo de encontrar fuentes de ingresos adicionales a sus exportaciones tradicionales, que registren cierta pérdida de dinamismo.

El potencial de las energías renovables en la región está relativamente bien definido, y los estudios realizados sobre la ejecución del Plan Solar apuestan por una combinación de energía termo-solar, foto-voltaica y eólica. Aunque, la expansión de las energías renovables plantea todavía algunas incertidumbres, su integración y creciente protagonismo en el *mix* energético es una realidad en muchos países europeos y, en menor medida, en algunos PSM. En todo caso, el objetivo del Plan Solar Mediterráneo de desplegar 20 GW de capacidad de generación renovable para 2020 es muy ambicioso, por lo que requerirá de una serie de actuaciones contundentes y costosas. Hasta la fecha, la discusión sobre el Plan Solar se ha centrado básicamente en el tipo de proyectos a seleccionar, su financiación y regulación, y en todos esos campos se ha realizado un trabajo inicial importante, habiéndose observado progresos significativos. Es importante que

42 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

esos avances se materialicen cuanto antes en proyectos y mecanismos de cooperación operativos concretos para no dañar la credibilidad del proceso.

Adicionalmente a los de generación, hay otro tipo de proyectos complementarios que exigen que el Plan deba considerarse de forma integral. El más evidente es que la exportación de electricidad verde a Europa requiere líneas de evacuación. Los estudios propugnan una *supergrid*, pero los largos procedimientos de aprobación de este tipo de infraestructuras transeuropeas podrían aconsejar establecer mecanismos comunitarios de aprobación que permitiesen acortar los plazos. Otro tipo de proyectos son los relacionados con la mejora de las redes eléctricas, tanto de los PSM como del sur de Europa. Un despliegue importante de las renovables en los PSM puede requerir también mayores capacidades de generación suplementarias, por ejemplo basadas en el gas natural. Los PSM también están interesados en integrar las energías renovables en sus proyectos de desalinización. Al mismo tiempo, la eficiencia energética debe convertirse en uno de los elementos estratégicos del Plan Solar, pues las mejoras tendrían un impacto económico importante. Para ello hay que partir del principio de que los precios de la energía tiendan a reflejar los costes. El segundo paso consistiría en desarrollar un entorno institucional adecuado en el marco de la legislación y regulación de la eficiencia energética, el diseño de estrategias nacionales y la creación de agencias especializadas. Finalmente es necesario diseñar programas sectoriales, de cooperación técnica y formación, así como los oportunos instrumentos de financiación.

Por otro lado, la precisa definición del contexto institucional resulta esencial para que los inversores confíen en que sus inversiones son viables comercialmente y están protegidas por instituciones y marcos legales previsibles y estables, que garanticen la seguridad jurídica de sus operaciones. Además, es recomendable la convergencia de estándares técnicos y regulatorios comunes. Al mismo tiempo, la concreción de los marcos regulatorios en lo relativo a las tarifas y otros mecanismos de apoyo, tanto en el norte como en el sur del Mediterráneo, constituye una parte fundamental de los retos institucionales. Este reto comprende, al menos, tres cuestiones básicas: determinar los mecanismos y el nivel de apoyo; identificar quién paga finalmente ese apoyo; y fijar el calendario para limitar las subvenciones a las energías convencionales en los PSM.

Por último, será necesario definir las posibles fuentes de financiación e instrumentos, y sumar el mayor número posible de ellos. Para movilizar dichas fuentes de financiación, será necesario clarificar los plazos, los costes y beneficios potenciales reales, así como la tendencia futura de los mismos. Reducir la incertidumbre y los riesgos asociados a las energías renovables redundará en una mayor atracción de recursos financieros, tanto

IV - Trabajos elaborados

IV.1 - Retos y oportunidades energéticas en el área euro-mediterránea: El Plan Solar Mediterráneo

43

públicos como privados. Además, especialmente en el contexto de crisis actual, resulta imprescindible clarificar los aspectos financieros y de estructura de la propiedad.

En definitiva, el desarrollo de las energías renovables debe ser un elemento central de la política energética comunitaria, en general, y en la región euro-mediterránea, en particular. Por el lado europeo, podría suponer una contribución a la diversificación y seguridad energética, así como a los objetivos medioambientales comunitarios. Del lado de la ribera sur, podría ser una fuente de creación de empleo, transferencia tecnológica, promoción de la inversión extranjera directa y desarrollo industrial, así como de creación de nuevas capacidades energéticas locales, con la consiguiente reducción de su vulnerabilidad energética. Esta complementariedad entre ambas riberas implica además la consideración de las energías renovables como un factor fundamental de integración y como un motor adicional de desarrollo sostenible para el conjunto de la región.



44 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

ACRÓNIMOS

AIE - Agencia Internacional de la Energía
BEI - Banco Europeo de Inversiones
CDM - Mecanismo de Desarrollo Limpio (Clean Development Mechanism)
CSP - Energía solar concentrada (Concentrated Solar Power)
ENPI - Instrumento financiero de vecindad y asociación (European Neighbourhood and Partnership Instrument)
ESTELA - European Solar Termal Electricity Association
FEMIP - Facilidad Euro-Mediterránea del BEI (Facility for Euro-Mediterranean Investment and Partnership)
FIT - Precio mínimo estándar (Feed-in Tariff)
GEEREF - Fondo Global para la Eficiencia Energética y las Energías Renovables (Global Energy Efficiency and Renewable Energy Fund)
HVDC - Alta tensión en corriente continua (High Voltage Direct Current)
IDE - Inversión Directa Extranjera
IPP - Operador independiente (Independent Power Producer)
OME - Observatorio Mediterráneo de la Energía
PPA - Acuerdo de compra (Power Purchasing Agreement)
PPP - Partenariado Público Privado
PSM - Países Socios Mediterráneos
PTC - Desgravación fiscal a la producción (Production Tax Credit)
RTE-E - Redes Trans-Europeas de Energía
TREC - Trans-mediterranean Renewable Energy Cooperation
TSO - Operador de Red (Transmission System Operator)
UpM - Unión por el Mediterráneo.



IV - Trabajos elaborados
IV 1 - Retos y oportunidades energéticas en el área euro-mediterránea: El Plan Solar Mediterráneo

| 45

REFERENCIAS

- AIE - Agencia Internacional de la Energía (2010): *World Energy Outlook 2010*. AIE-OCDE, París.
- AIE - Agencia Internacional de la Energía (2009): *World Energy Outlook 2009*. AIE-OCDE, París.
- Benavides Salas, P. (2010): "La energía y la presidencia Española de la Unión Europea", Cuadernos de Energía, nº 27, ENERCLUB, febrero, pp. 18-22.
- Blanc, F. (2009): "El coste económico de las estrategias energéticas en los países Mediterráneos", *Información Comercial Española*, nº 846, pp. 85-100.
- Comisión Europea (2010): *Comunicación de la Comisión. Europa 2020. Una estrategia para un crecimiento inteligente, sostenible e integrador*. COM (2010) 2020. 3/3/2010. Bruselas
- Comisión Europea (2007): *Energy Corridors: European Union and Neighbouring Countries*. Directorate-General for Research, Bruselas.
- DLR - German Aerospace Center (2005): *MED-CSP. Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region. Final Report*. DLR Institute of Technical Thermodynamics, Stuttgart, april.
- DOCE - Diario Oficial de las Comunidades Europeas (2001): Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 27 de septiembre de 2001 relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad. L 283, 27.10.2001
- DOUE - Diario Oficial de la Unión Europea (2009): Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE. L 140, 5.6.2009
- EDAM - Centre for Economics and Foreign Policy Studies y CEPS-Centre for European Policy Studies (2007): *Second Generation Structural Reforms. De-regulation and Competition in Infrastructure Industries*. Istanbul, Brussels: EDAM-CEPS.
- ESTELA (2009): "Solar Power from Europe's Sun Belt", Bruselas, junio.
- Ivanic, M. y W. Martin (2008): "Implications of Reforming Energy Use Policies in the Middle East and North Africa", World Bank, Washington, Mayo.
- Joint Declaration of the Paris Summit for the Mediterranean. Paris, 13 July 2008. Under the co-presidency of the President of the French Republic and the President of the Arab Republic of Egypt. Disponible en: European Union External Action: The Euro-Mediterranean Partnership: http://eeas.europa.eu/euromed/index_en.htm
- KMW (2005): "Financing Renewable Energy. Instruments, Strategies, Practice Approaches", *KMW Discussion Paper* No. 38, Diciembre.

46 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

- Lafitte, M., F. Massout, J-M. Chapin, C. Tink y P. Palat (2009): Rapport sur le Plan Solaire Méditerranéen, Ministère de l'Économie, de l'Industrie et de l'Emploi, mayo.
- Lorec, P. (2009a): "Plan Solar Méditerranéo", Aftkar/Ideas nº 22.
- Lorec, P. (2009b): "Mediterranean Solar Plan–A Win-Win Opportunity", EREC Congress, 13 febrero 2009, Bruselas.
- Marín, J.M. (2008): "Política energética en la UE: el debate entre la timidez y el atrevimiento". *Información Comercial Española*, nº 842, pp. 65-76.
- Marín J.M., C. Velasco, J. García-Verdugo, G. Escribano, E. San Martín, L. Rodríguez y B. Muñoz (2010): *Política energética en el ámbito de la Unión Europea y su proyección en España*. Colección Estudios, número 225. Premio de Investigación Consejo Económico y Social (CES)
- Marín, J. M. y G. Escribano (2010a): "Los retos del Plan Solar Mediterráneo: realidades e interrogantes", *Cuadernos de Energía*, nº 28, ENERCLUB, junio 2010, pp. 81-85.
- Marín, J. M. y G. Escribano (2010b): "El Plan Solar Mediterráneo y la integración energética Euro-mediterránea" *Economía Industrial*, nº 377, pp. 118-126, Presidencia española de la Unión Europea. Primer semestre 2010. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.
- Marín, J. M. y G. Escribano (2010c): "*El Plan Solar Mediterráneo como vector euro-mediterráneo de integración y desarrollo económico*" Documento preparado para el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo y la Conferencia de Valencia sobre el Plan Solar Mediterráneo del 28 de Abril de 2010.
- Marín, J. M. y G. Escribano (2010d): "Renewable Energies as Euro-Mediterranean Vector of Integration", *Documents IEMed* nº 4, Barcelona Euromed Forum: Union for the Mediterranean-Projects for the Future, IEMed, Barcelona, pp. 17-38.
- Marín, J. M. y G. Escribano (2008): "Seguridad energética en la UE: Implicaciones para España" en *Energía. Una visión económica*. Madrid: Enerclub
- Muñoz, B. y E. San Martín (2010): "The Supporting Role of Trans-European Energy Networks to the Turkish Accession Process" *Papeles de Europa*, Vol. 21 2010, Instituto Complutense de Estudios Internacionales (ICEI), Universidad Complutense de Madrid
- MEDREG - AD HOC Group on Environment, RES and energy efficiency (2008): "Task Force on Pros and Cons of support mechanisms to promote RES and CHP", 30 Septiembre.
- OME - Observatoire Méditerranéen de l'Énergie (2008): *Mediterranean Energy Perspectives 2008*. OME.
- OME - Observatoire Méditerranéen de l'Énergie (2007): *Renewable Energy in the Southern and Eastern Mediterranean Countries. Current Situation*. OME, Junio
- Plan Bleu (2008a): *Changement Climatique et Énergie en Méditerranée*. Sophia Antipolis, julio.
- Plan Bleu (2008b): «Changement climatique en Méditerranée. L'efficacité énergétique et les énergies renouvelables au cœur des solutions». *Les Notes du Plan Bleu*, nº 10, noviembre. Sophia Antipolis.
- Plan Bleu (2007): *Mediterranean and National Strategies for Sustainable Development. Energy and climate Change*. Sophia Antipolis, marzo.
- PWC - Pricewaterhouse Coopers (2010): "100% renewable electricity. A roadmap to 2050 for Europe and North Africa", PWC.



IV - Trabajos elaborados

IV.1 - Retos y oportunidades energéticas en el área euro-mediterránea: El Plan Solar Mediterráneo

| 47

- Ragwitz, M., A. Held, G. Resch, T. Faber, R. Haas, C. Huber, R. Coeanrads, M. Voogt, G. Reece, P.F. Morthorst, S.G. Jensen, I. Konstantinaviciute y B. Heyder (2007): *Assessment and Optimisation of renewable energy support schemes in the European electricity market*. Fraunhofer IRB Verlag.
- Ral - Resources and Logistics (2010): "Identification Mission for the Mediterranean Solar Plan. Final Report". Resources and Logistics, January.
- Ral - Resources and Logistics (2007): "Technical assistance to the working groups of Euro-Mediterranean Energy forum and for the enhanced integration of the euro-Mediterranean Energy Market". Final Report, Ral, July.
- REACCESS-DLR (2009): "Characterisation of Electricity Import Corridors–Export Potentials, Infrastructures and Costs". REACCESS Project, Technical Note 2.3. March.
- REACCESS-UNED (2009): "The Europeanization of MS' Energy Security Policies", REACCESS Project, Deliverable 4.1.2. March.
- TREC - Trans-Mediterranean Renewable Energy Cooperation (2007a): *Clean Power from Deserts. White Book*. TREC/Club of Rome, Hamburgo.
- TREC - Trans-Mediterranean Renewable Energy Cooperation (2007b): *AQUA-CSP Concentrating Solar Power for Seawater Desalination*. TREC, Hamburgo.
- Ummel, K. y D. Wheeler (2008): "Desert Power: The Economics of Solar Thermal Electricity for Europe, North Africa and the Middle East", Working Paper nº 156, Center for Global Development, diciembre.



48 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

ANEXO: OBJETIVOS NACIONALES SOBRE ENERGÍA PROCEDENTE DE FUENTES RENOVABLES EN 2020

	Cuota de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía final bruta, 2005 (S ₂₀₀₅)	Objetivo para la cuota de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía final bruta, 2020 (S ₂₀₂₀)
Bélgica	2,20%	13%
Bulgaria	9,40%	16%
Rep. Checa	6,10%	13%
Dinamarca	17,00%	30%
Alemania	5,80%	18%
Estonia	18,00%	25%
Irlanda	3,10%	16%
Grecia	6,90%	18%
España	8,70%	20%
Francia	10,30%	23%
Italia	5,20%	17%
Chipre	2,90%	13%
Letonia	32,60%	40%
Lituania	15,00%	23%
Luxemburgo	0,90%	11%
Hungría	4,30%	13%
Malta	0,00%	10%
Países Bajos	2,40%	14%
Austria	23,30%	34%
Polonia	7,20%	15%
Portugal	20,50%	31%
Rumanía	17,80%	24%
Eslovenia	16,00%	25%
Eslovaquia	6,70%	14%
Finlandia	28,50%	38%
Suecia	39,80%	49%
Reino Unido	1,30%	15%

Fuente: DOUE (2009, p. 46)

IV. 2- El modelo eléctrico español en 2030. Escenarios y alternativas

PRÓLOGO

En las cuatro últimas décadas, numerosos académicos, científicos y políticos se han ocupado de estudiar los límites al crecimiento económico mundial y han venido desarrollando todo un cuerpo de pensamiento alrededor del concepto de Desarrollo Sostenible, como aquel “que satisface las necesidades de la generación presente sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras para alcanzar sus propias necesidades”. A partir de este concepto, de la constatación de los fallos del mercado para responder con eficacia al reto planteado y de la acumulación de evidencias en torno al problema del cambio climático, se han sucedido respuestas individuales y dispersas para abordar el desafío. Poco a poco, estas respuestas han ido convergiendo alrededor de importantes impulsos políticos, económicos y diplomáticos que aspiran a generar acuerdos globales para dar respuesta a problemas globales.

En el fondo, se trata de cambiar nuestro modelo de crecimiento para desplazarnos a uno basado en la calidad, el valor añadido y el respeto al medio ambiente, con implicaciones profundas en la innovación, la eficiencia energética y la tecnología, pero que también afecta a los hábitos de consumo y a las costumbres individuales y sociales:

PricewaterhouseCoopers, como primera empresa de servicios profesionales del mundo, quiere aportar su grano de arena lanzando en España una iniciativa a la que llamamos “Economía Sostenible y Crecimiento Inteligente”, para que, de la mano de nuestros clientes y con la participación de expertos, empecemos a movilizar a las empresas y a la sociedad española a favor de iniciativas prácticas, pero ambiciosas, de ese cambio imprescindible e imparable. Se ha tomado para el conjunto de las iniciativas de “Economía Sostenible y Crecimiento Inteligente” el horizonte del año 2030. La idea es abstraerse de debates de corto plazo de indudable trascendencia económica y empresarial, pero que pueden distorsionar la perspectiva y la distancia que es exigible para responder a retos que pueden transformar sectores completos y el con junto de la economía.

50 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

El presente documento se encuadra dentro de ese esfuerzo global de prospectiva de la economía española para un horizonte de medio plazo. El suministro de energía fiable, eficiente y sostenible ha sido una preocupación central de la sociedad en toda su historia, desde el gran hito transformacional de la humanidad que supuso el manejo del fuego. En el último siglo, al compás del proceso de globalización, esta preocupación ha alcanzado el carácter de elemento geoestratégico y político de primer orden; y en las últimas décadas, la conciencia medioambiental no ha hecho sino acentuar este carácter.

Además de este carácter estratégico, es preciso tener en cuenta que el sector de la energía siempre ha sido un elemento impulsor de la innovación, de los grandes proyectos de inversión o del empleo, tres variables clave en un contexto tan complejo como el que atravesamos, en el que es necesario potenciar aquellas actividades que contribuyan de manera decisiva a cambiar el modelo de crecimiento. La energía es un catalizador de otros muchos elementos que conforman el progreso de los países, condición que conviene tener en cuenta a la hora de planificar los cambios.

En el futuro previsible, el crecimiento económico, ahora protagonizado por los países en vías de desarrollo, va a seguir imponiendo exigencias severas al suministro energético mundial. Los gobiernos y las empresas deberán hacer frente a la demanda social de un suministro de energía cada vez más fiable, más económico y con menor impacto ambiental.

En el caso español, este no desdeñable desafío se ve condicionado por su situación particular de abastecimiento energético. El modelo de crecimiento económico de los últimos años ha intensificado nuestro consumo energético. A esto se añade el alto grado de dependencia exterior de nuestro suministro y la ausencia de interconexiones de la península Ibérica con el resto de Europa que pudieran aportar un cierto respaldo por parte de nuestros socios de la Unión Europea. Nos encontramos solos ante los mercados energéticos mundiales, pero sometidos a las crecientes exigencias de la Unión en materia energética y ambiental.

En particular, el sector eléctrico se encuentra en una encrucijada, atrapado entre el éxito indudable de un parque de generación diversificado y eficiente, y las dificultades derivadas de un exceso de capacidad, de una explotación compleja y del incremento de los precios a los clientes.

Para un sector intensivo en capital y con infraestructura de largo plazo de maduración y operación, es preciso abordar la solución a esta encrucijada con una perspectiva a largo plazo. PwC ha querido tomar como horizonte el año 2030, en consonancia con el conjunto de iniciativas de “Economía Sostenible y Crecimiento Inteligente”, para plantear alternativas al problema de la planificación del sector eléctrico. Deliberadamente, no se ha querido entrar en el debate tarifario y regulatorio que ocupa al sector en este momento, no porque lo consideremos poco relevante, sino porque esta discusión puede desenfocar la perspectiva estratégica necesaria.



En cualquier caso, el horizonte a largo plazo no debe engañarnos, pues el sector eléctrico actual es el producto de decisiones de planificación que se han tomado en los últimos 40 o 50 años, como la construcción de grandes instalaciones hidroeléctricas, el plan de centrales nucleares, el plan acelerado del carbón, la moratoria nuclear, la introducción de los ciclos combinados y los planes de fomento de las energías renovables, entre otros.

El camino hacia el futuro ya ha empezado. Para diseñar el sector eléctrico del año 2030 tenemos que ponernos en marcha desde ahora mismo, con urgencia, pero con diligencia y responsabilidad. El presente documento pretende ser solamente una contribución al mapa que nos guíe por este camino complejo pero apasionante.

Gonzalo Sánchez

Socio responsable del Sector Energía de PricewaterhouseCoopers



52 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

RESUMEN EJECUTIVO

En PricewaterhouseCoopers queremos contribuir al debate sobre el mix de generación aportando datos, analizando alternativas y proponiendo escenarios viables. Estamos convencidos de que aquellos que tienen que hablar acerca de la configuración del modelo necesitan información solvente, objetiva y basada en un análisis riguroso. De esta convicción nace la elaboración del informe “El modelo eléctrico español en 2030. Escenarios y alternativas”, un trabajo que servirá para que las decisiones se apoyen en pilares sólidos y sean acertadas.

El trabajo se ha elaborado teniendo en cuenta que el sector se enfrenta al reto de abastecer una demanda creciente manteniendo un equilibrio entre tres ejes básicos: garantía de suministro, sostenibilidad medioambiental y eficiencia energética. La planificación energética debe configurarse a largo plazo y con altura de miras, es decir, entendiéndola como un proyecto de Estado de largo alcance y al margen de disputas políticas que impidan un desarrollo sostenible en todos los sentidos.

El informe analiza el mix energético español, con atención especial al sector eléctrico, y pone de manifiesto que se deberán instalar entre 3.500 y 5.000 MW anuales en los próximos años, lo que supone una inversión de entre 4.000 y 8.000 millones de euros anuales. El análisis se ha realizado según proyecciones y técnicas econométricas a partir de las cuales se plantean múltiples escenarios posibles.

Se ha huido de un afán determinista o dirigista. No se pretende definir un parque de generación “óptimo” o de establecer unas directrices rígidas para la elaboración de una política energética. Corresponde a los poderes públicos, y a la sociedad en general, inclinarse por unas u otras soluciones en función del valor que se otorgue a cada una de las variables (eficiencia económica, sostenibilidad medioambiental y seguridad de suministro) por cada uno de los agentes involucrados. Pero esta labor de valoración y de establecimiento de compromisos entre variables no siempre convergentes exige la adecuada cuantificación y análisis de los distintos parámetros, y ese ha sido el objetivo fundamental del documento. Para orientar estas decisiones, se han seleccionado cuatro escenarios que recogen distintos modelos de planificación y que permiten valorar los compromisos o dilemas entre diferentes opciones.



El primer escenario parte de una cobertura de demanda con un 50% de energías renovables y el cierre progresivo de la capacidad de generación nuclear existente. El segundo contempla el mismo porcentaje de renovables pero con un alargamiento de vida de las centrales nucleares hasta los 60 años. El tercero, se configuraría con una cobertura de demanda del 30% con renovables y un alargamiento de las nucleares hasta los 60 años. La última opción mantendría el mismo peso de las renovables que el anterior (30%) e incluiría, además del alargamiento de la vida de las nucleares, la construcción de hasta tres centrales nuevas de 1.500 MW cada una.

Una vez analizadas las alternativas, el trabajo incluye una serie de conclusiones que se deriva del análisis de la situación actual y de los retos que tenemos ante nosotros.

“La cobertura de la demanda con la adecuada garantía de suministro exige la participación equilibrada de todas las tecnologías disponibles.”

El parque generador debe contener un equilibrio entre las diferentes tecnologías, cada una de las cuales aporta en distinta medida a cada uno de los tres objetivos básicos de la política energética.

“El incremento previsto de demanda va a exigir al sector eléctrico un gran esfuerzo económico e industrial.”

Independientemente de los supuestos que se utilicen para la proyección de la demanda y a pesar de la situación actual de contracción de la misma y de exceso de capacidad, desde hoy, y hasta el año 2030, se va a producir un incremento de demanda muy significativo, tanto en potencia punta como en consumo de energía. En la proyección realizada, este esfuerzo inversor se ha cuantificado en un rango de 100.000-170.000 M, que implica una exigencia industrial de abordar la instalación de 3.000 a 5.000 MW de nueva capacidad de generación todos los años.

“Las energías renovables jugarán un papel fundamental en la aportación de nueva generación eléctrica y contribuirán decisivamente a satisfacer los objetivos ambientales.”

Es incuestionable que las energías renovables juegan ya hoy un papel protagonista en la configuración del parque de generación. Ya no pueden considerarse tecnologías novedosas y experimentales, sino parte esencial de un parque de generación equilibrado y eficiente. En cualquier escenario de planificación, es fundamental la participación de las energías renovables en el esfuerzo industrial e inversor. La industria renovable española afronta un período de consolidación como parte del mix energético y de crecimiento para



54 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

satisfacer las necesidades de la demanda. En cualquier escenario de futuro, entre un 40 y un 70% de la nueva capacidad instalada será renovable y supondrá entre un 50 y un 80% de la nueva inversión en generación.

“No se puede descartar la tecnología nuclear como una alternativa de futuro.”

La energía nuclear como alternativa de generación de energía eléctrica ha sido objeto de controversia desde sus primeros desarrollos. Es incuestionable que su presencia en el mix genera opiniones y percepciones muy divergentes, que deben resolver los poderes públicos y la sociedad civil. Está muy lejos del objetivo del presente documento el responder a todos los matices de este debate, pero los análisis realizados ponen de manifiesto algunos factores que podrían contribuir a aclarar ciertos elementos cuantificables del problema.

“La eficiencia energética debe tenerse en cuenta como un elemento eficaz en la planificación energética.”

La eficiencia energética forma parte de cualquier programa de planificación energética. No hay duda de que la posibilidad de obtener los mismos grados de desarrollo y confort con menor consumo de energía debería figurar como un objetivo básico para garantizar la sostenibilidad de nuestra economía en el largo plazo.

“La complejidad del sector da lugar a que cualquier alternativa de generación en el largo plazo tenga implicaciones diversas en otras actividades.”

Las distintas alternativas de parque de generación eléctrico dan lugar a diferentes requerimientos en cuanto a redes de transporte y distribución de gas y electricidad, con impactos muy significativos de coste e inversión para el sistema.

Adicionalmente, las condiciones de explotación en cada escenario podrían dar lugar a costes elevados y a situaciones de riesgo para la garantía de suministro, si se producen transiciones bruscas en la producción aportada por determinadas fuentes no gestionables. Por último, la capacidad de interconexiones de la península Ibérica con el resto de Europa y con el Norte de África es un factor clave de diseño de nuestra política energética y debe ir íntimamente ligado a los compromisos que se adopten en las políticas energéticas.

“Hay que actuar ya!”

Puestas las alternativas sobre la mesa y sea cual sea el escenario que elijamos, estamos en un momento crucial en el que es preciso tomar decisiones. El mix energético español de hoy es diversificado y responde a nuestras necesidades, pero nuestras expectativas y nuestros compromisos en 2030 serán diferentes y es preciso saber hacia qué escenario

queremos caminar y empezar a actuar ya, con el fin de que los agentes puedan programar sus decisiones de inversión para los próximos cinco a diez años. Sólo una planificación energética a largo plazo, independiente de las alternancias de signo político y que se considere parte estratégica de las políticas de Estado, constituye una base sólida y atractiva para que los actores privados decidan acometer estas inversiones con confianza.

Antonio Rodríguez de Lucio

Socio responsable de consultoría Sector Energía de PricewaterhouseCoopers.



56 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

IV.2.1 - El reto para la planificación energética en un contexto de incertidumbre y volatilidad a nivel global

Históricamente, la energía, en sus distintas formas, ha sido un factor clave para el desarrollo de la humanidad y un elemento estratégico en las relaciones económicas, políticas y diplomáticas. Desde el descubrimiento de grandes avances tecnológicos (el fuego, la navegación a vela, el motor de explosión), pasando por conflictos internacionales (como las guerras árabes-israelíes o las guerras del Golfo y de Irak), hasta los grandes acuerdos internacionales (el origen de la Unión Europea se sitúa en un acuerdo estratégico sobre el carbón y el acero), la energía ha condicionado y ha formado parte de la evolución de la sociedad.

En el último siglo, la utilización intensiva de la energía como factor de desarrollo y como instrumento de poder geoestratégico se ha intensificado. Los equilibrios entre consumidores y productores de materias primas energéticas, ya sean países, sectores o empresas, han marcado la agenda internacional. En las últimas décadas, la irrupción de la conciencia medioambiental y sus implicaciones sobre el consumo de energía ha complicado aún más este panorama.

Las decisiones que se están tomando hoy en materia energética tendrán un profundo impacto en el medioambiente, en el crecimiento de la economía, en el desarrollo sostenible y en la seguridad global para las próximas décadas. Por ello, la energía es un elemento primordial en la agenda de las principales potencias económicas, como se pone de manifiesto en el Plan 2020 [1]-[3] y Roadmap a 2050 de la Unión Europea [4]; el Plan de B. Obama "New Energy for America" [5] en Estados Unidos; los movimientos de China en el mundo del petróleo, del carbón y del gas; las presiones de Rusia a sus vecinos o la posible formación de la OPEG (cartel del gas).

El sector energético se enfrenta al reto de abastecer una demanda siempre creciente manteniendo un equilibrio entre tres objetivos básicos:

- **Seguridad de suministro**, entendida de forma muy amplia. Los países y las compañías deben asegurar la existencia de infraestructuras, relaciones contractuales e incluso equilibrios diplomáticos que reduzcan la vulnerabilidad del suministro energético al mínimo aceptable y que contengan las necesarias redundancias y respaldos.

- **Sostenibilidad medioambiental**, que a su vez contiene diversos elementos: el mínimo impacto de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y de las actividades industriales, pero también la sostenibilidad social, que exige el acceso universal a fuentes de energía.
- **Eficiencia económica**. Dado el impacto de la energía sobre la competitividad del conjunto de la economía, debe asegurarse su provisión al mínimo coste posible.

La planificación energética tiene que responder a estos retos con visión a largo plazo, desligándose de las alternancias de signo político, y debe ser central a las políticas de Estado. Las políticas energéticas deben encontrar un equilibrio entre la eficiencia económica, el desarrollo social, que redundará en una disminución de la pobreza a nivel global, y la sostenibilidad medioambiental.

IV.2.1.1 Reto a nivel global: incremento de la demanda y de las emisiones de gases de efecto invernadero

Contrariamente a lo que puede percibirse desde los países más desarrollados, donde la demanda de energía parece estar moderando su crecimiento, gracias a los incrementos de eficiencia energética y al cambio en el paradigma de industrialización y consumo, el desarrollo de la demanda de energía en el mundo va a imponer exigencias muy importantes al suministro.

La Agencia Internacional de la Energía está apuntando a un incremento de la demanda de energía primaria de un 50% en el período 2005-2030 [6], lo que sugiere que no se puede extrapolar la situación actual de estancamiento de la demanda. Este incremento del consumo irá ligado a un crecimiento de las emisiones de gases de efecto invernadero estimado en un 55% para el mismo período.

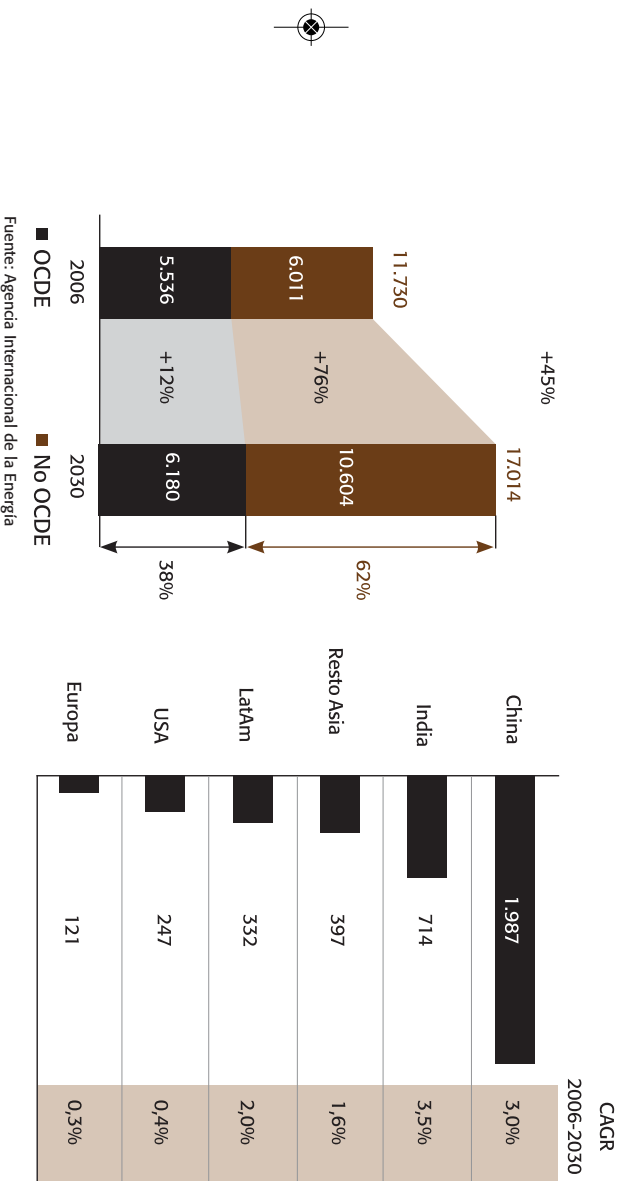
En la actualidad, existen evidentes desigualdades en consumo energético entre las distintas regiones del globo: el consumo por persona de los países en vías de desarrollo es inferior a 0,78 tep/persona, mientras en los países de la OCDE se sitúa en 4,6 tep/persona. Naturalmente, a medida que se vayan desarrollando sus economías, las economías emergentes incrementarán sus consumos hasta acortar las diferencias con los países desarrollados. Como consecuencia, los países en vías de desarrollo serán los verdaderos protagonistas del crecimiento de la demanda energética mundial, al representar un 74% del incremento de la demanda global de energía primaria en este período 2010-2030. El peso relativo de los países de la OCDE en el consumo energético caerá de un 48% actual a un 38% en 2030 [6], como se observa en la Figura 1.



58 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

Por tanto, a la hora de plantear una estrategia energética, no se debe asumir una relajación de las tensiones oferta-demanda a nivel mundial que pudiera configurar un escenario de caída de precios en las materias primas energéticas. El entorno de precios altos de la energía parece haber adoptado un carácter estructural y no puramente coyuntural, ligado al creciente protagonismo de los países en vías de desarrollo

Figura IV.2.1: Crecimiento de la demanda mundial de energía primaria (Mtep/año) (izquierda) y crecimiento de la demanda de energía primaria por región (Mtep/año) (derecha).



Participación de los combustibles fósiles y la lucha contra el cambio climático

El reto que se plantea es garantizar el suministro de un modo sostenible, esto es, de un modo eficiente económicamente y coherente con las políticas de lucha contra el cambio climático.

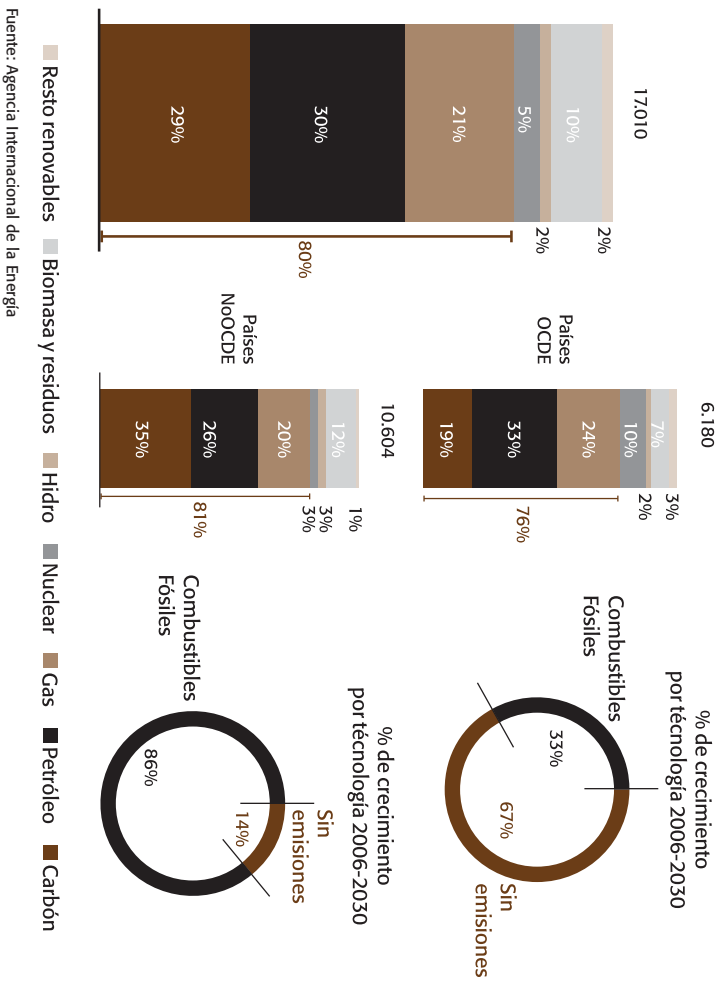
Actualmente, dos tercios de las emisiones de gases de efecto invernadero son atribuibles a la energía, lo que sugiere que este sector debe ser central en las actuaciones que persiguen la estabilización de la concentración de emisiones en 450 partes por millón de CO₂ equivalente [7] y va a soportar una gran parte de la responsabilidad en la reducción de emisiones.

IV - Trabajos elaborados
 IV.2 - El modelo eléctrico español en 2030. Escenarios y alternativas

Los compromisos medioambientales deben encajar en un contexto energético marcado por un mix de energía primaria global que depende de combustibles fósiles en más de un 80% y sin una expectativa de cambio significativo en el futuro previsible. Las previsiones actuales apuntan a que los combustibles fósiles van a seguir representando un alto porcentaje del suministro de energía primaria en el mundo –con mayor peso para el carbón frente al petróleo respecto a la situación actual–, con la consecuente presión sobre el compromiso de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

Los países más desarrollados están realizando grandes esfuerzos por establecer un suministro de energía bajo en emisiones, de modo que la Agencia Internacional de la Energía prevé que dos terceras partes del incremento de demanda de energía en la OCDE se suministrará con fuentes no emisoras. Este importante esfuerzo se ve contrarrestado por la concentración de combustibles fósiles en el suministro energético de los países en vías de desarrollo, donde se prima el factor económico sobre la conciencia ambiental. Lo relevante de estas tendencias reside en que el mix energético previsible a nivel global parece mantenerse sistemáticamente en un 80% de contribución de los combustibles fósiles.

Figura IV.2.2: Demanda de energía primaria por tecnologías y regiones a 2030 (Mtep).



Fuente: Agencia Internacional de la Energía

60 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

Es esencial tener en cuenta este panorama global para la toma de decisiones de política energética en cualquier ámbito, puesto que se plantean dilemas que no pueden resolverse sin considerar el contexto:

- ¿Merece la pena un enorme esfuerzo, con riesgo de pérdida de competitividad, si este esfuerzo no se refleja en impactos ambientales significativos por el comportamiento de terceros países?
- ¿Pueden tomarse iniciativas estratégicas en materia energética y ambiental que no cuenten con el apoyo de Estados Unidos y China?
- ¿Cuál es el futuro de las iniciativas contra el cambio climático después de la Cumbre de Copenhague?

La Unión Europea ha adoptado un punto de vista estratégico de gran significación y valentía, al asumir el reto ambiental y la lucha contra el cambio climático como los elementos centrales de su política energética. Los riesgos asociados al cambio climático son de tal envergadura, que la Unión Europea ha decidido abordarlos de inmediato y con sentido de anticipación, frente al aparente relativismo del resto de potencias mundiales. Es fundamental entender que el compromiso unánime de todos los países europeos y de los partidos de todo signo político apunta a la intensificación de las iniciativas conducentes a la lucha contra el cambio climático. Los objetivos que se están estableciendo son cada vez más ambiciosos:

- Reducción de emisiones en un 20%, respecto a los niveles de 1990, para el año 2020.
- Reducción de emisiones en un 80% para el año 2050.
- Horizonte de una economía libre de carbono.

Visto desde España, los compromisos de la Unión Europea tienen que ser un referente a la hora de diseñar una política energética, pero tampoco pueden olvidarse las particulares características de nuestro suministro energético y la situación concreta en la que dicho suministro se encuentra en estos momentos.

IV.2.1.2- Retos a nivel español. Situación del sector energético y eléctrico en 2010

En el caso de España, estos retos se ven condicionados por las circunstancias concretas de nuestro suministro energético en la actualidad. En particular, el sector de generación eléctrica en España se encuentra en una encrucijada, con factores diversos que demandan su revisión. Podríamos definir la encrucijada como la confluencia de seis factores: crecimiento de la demanda de energía primaria y elevada intensidad energética, alta dependencia energética, situación de sobrecapacidad del parque de generación eléctrica, complejidad en la

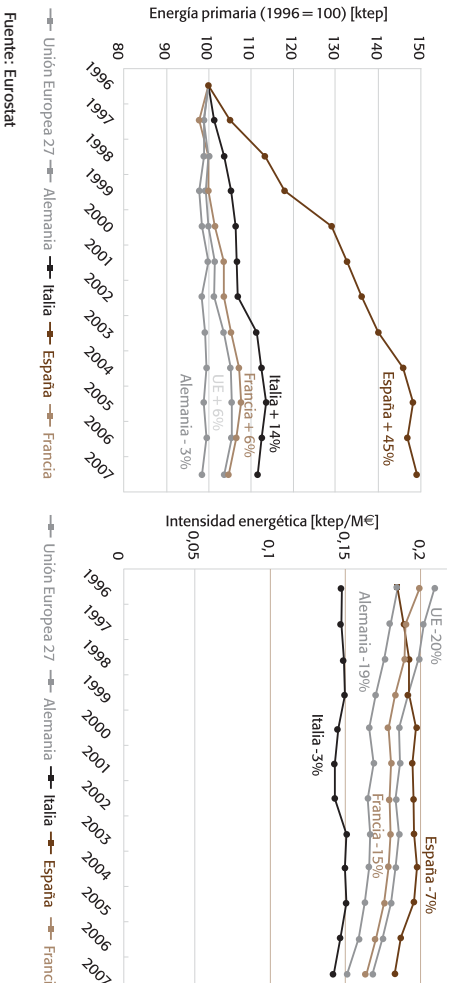


explotación del parque, pérdida de competitividad en los precios de la electricidad y necesidad de preservar los compromisos medioambientales.

Crecimiento de la demanda y elevada intensidad energética

Entre 1995 y 2009, el consumo de energía primaria en España creció a un ritmo medio anual del 2,7%, atenuándose por una reducción de la intensidad energética —consumo de energía primaria por unidad de PIB— del 7% en el periodo (Figura 3). El crecimiento de la demanda de energía ha sido muy superior a la media europea y, como consecuencia, la intensidad energética en el conjunto de la UE se ha reducido a mayor velocidad que en España (reducción de la intensidad energética en Europa del 20%). Esta evolución divergente de España puede tener múltiples explicaciones, que no se han entrado a analizar en detalle en el presente documento: modelo de transporte y movilidad, importancia del sector servicios y de la construcción, incremento de equipamiento en los hogares o factores climáticos, entre otros.

Figura IV.2.3: Evolución del consumo de energía primaria en España y en Europa en el periodo 1995-2007 (izquierda) y evolución de la intensidad energética (energía primaria/PIB) en España y en Europa en el mismo periodo (derecha).



Simultáneamente a la reducción de la intensidad en el consumo de energía primaria, en toda Europa se está observando un proceso de electrificación, es decir, un incremento del peso de la electricidad en el consumo final de energía.

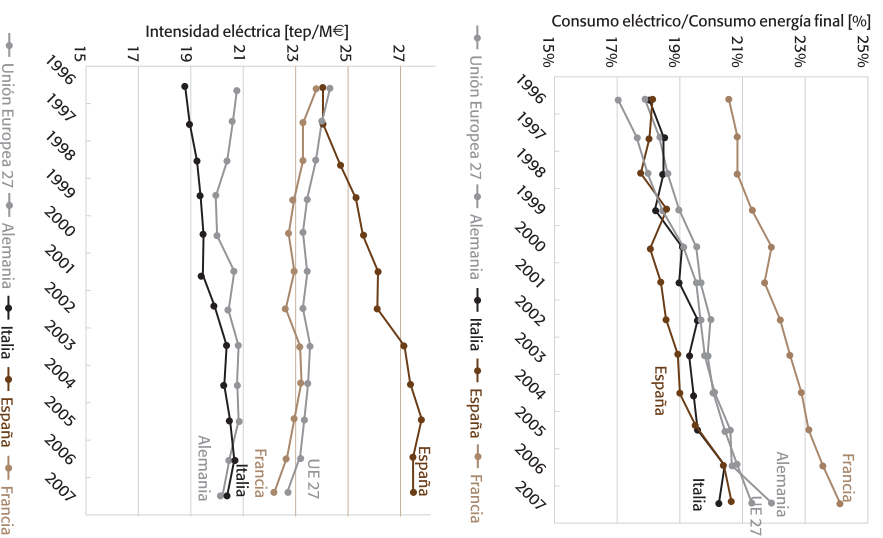
En el conjunto de Europa, esta mayor electrificación no ha impedido reducir la intensidad de consumo eléctrico (consumo de energía eléctrica por unidad de PIB), gracias a

62 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

la contribución de un cierto crecimiento económico y de una reducción significativa de la intensidad energética conjunta, como se ha mencionado más arriba. En España, el proceso de electrificación ha significado un incremento de demanda del 77% en el período 1995-2008, concentrado en el sector doméstico y servicios. Por tanto, el incremento de demanda eléctrica ha sido superior al incremento de PIB, dando lugar a un aumento de la intensidad eléctrica.

Además, es de destacar que estas tendencias divergentes en España y la Unión Europea han permitido que la intensidad de consumo de electricidad en España se sitúe en la actualidad muy por encima de la media de la UE (Figura 4).

Figura IV.2.4: Evolución del porcentaje de consumo de electricidad sobre el total de energía final en el período 1996-2008 (arriba) y evolución de la intensidad eléctrica en Europa en el período 1996-2008 (abajo).



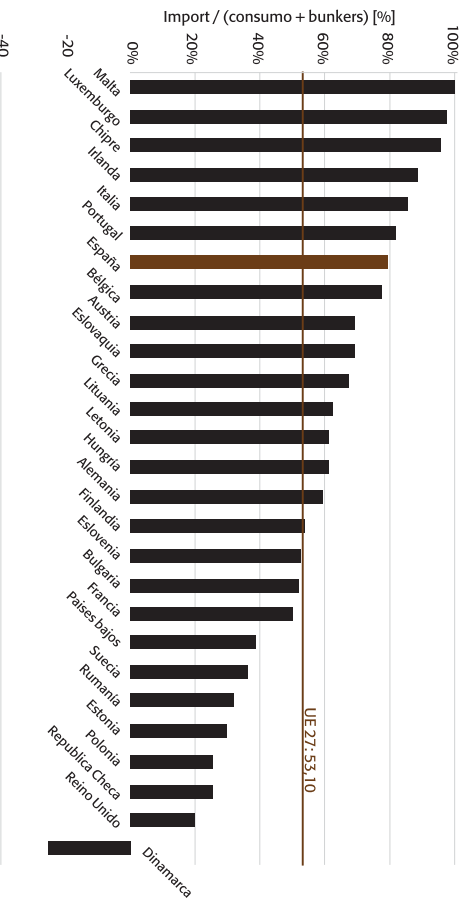
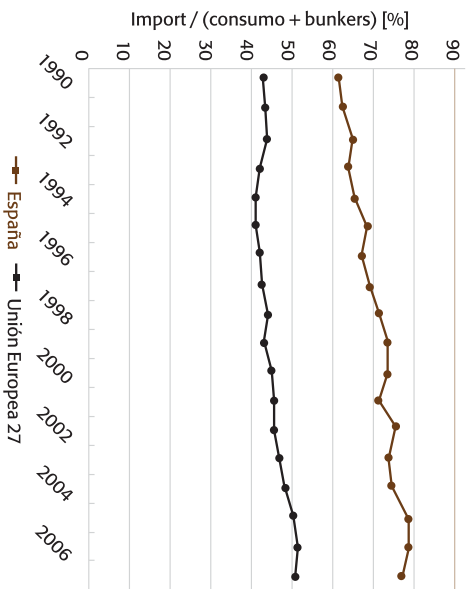
Fuente: Eurostat, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (MITYC) y elaboración propia.

IV - Trabajos elaborados
 IV.2 - El modelo eléctrico español en 2030. Escenarios y alternativas

Alta dependencia energética

España carece de materias primas energéticas, salvo carbón (en recesión), uranio y renovables. El elevado consumo de fuentes de energía fósil y la carencia de recursos propios de esta naturaleza sitúan a España como uno de los países más dependientes energéticamente de la Unión Europea, teniendo que importar un 80% de la energía primaria. Además, la evolución de la dependencia energética en los últimos 15 años no sugiere una mejora, tal y como se observa en la Figura 5.

Figura IV.2.5: Evolución de la dependencia energética de España y de Europa 27 en el periodo 1995-2007 (arriba) y comparativa respecto a otros países europeos (abajo) en 2007.



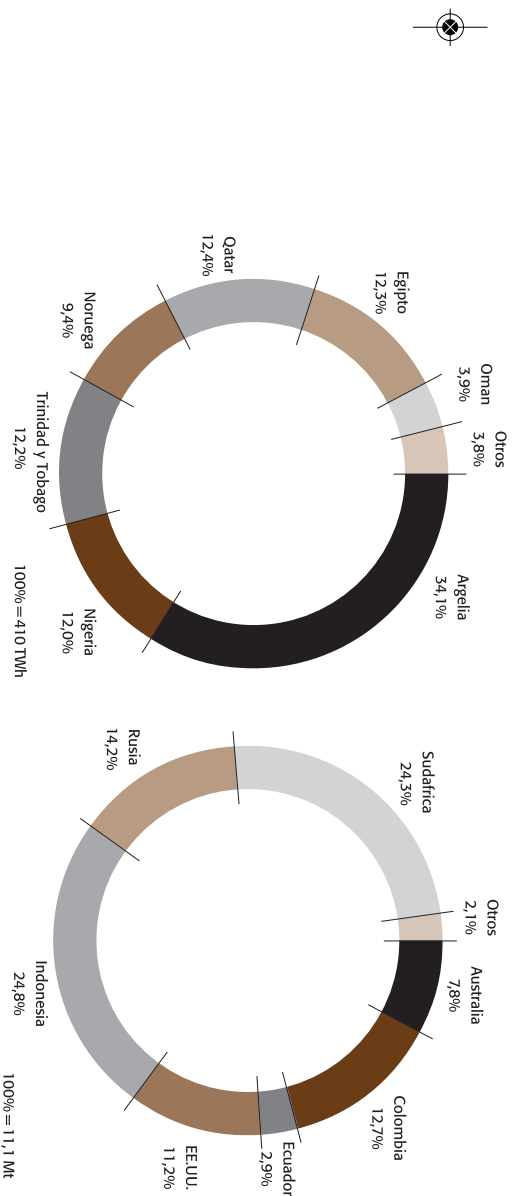
Fuente: Eurostat.

64 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

Por tanto, la vulnerabilidad de España en materia energética proviene de estar ligada a los avatares de la dinámica oferta-demanda del suministro energético a nivel global. Nuestros precios energéticos y la seguridad del suministro no son ajenos a los vaivenes y tensiones que se producen en el contexto energético internacional.

Sin embargo, en España el suministro de las materias primas energéticas se encuentra diversificado en cuanto a sus orígenes y presenta multiplicidad de infraestructuras de acceso, reduciendo su vulnerabilidad, por lo menos en lo que se refiere a la seguridad de suministro (no tanto en cuanto a precio). A modo de ejemplo, el gas natural provino en 2009 de 10 mercados diferentes a través de seis plantas de regasificación y varios gasoductos, mientras en la UE muchos países dependen de un único proveedor (Figura 6). En cualquier caso, esta situación demanda mantener una política internacional que proteja nuestras necesidades de abastecimiento energético.

Figura IV.2.6: Abastecimiento de gas natural por países en España en 2009 (Izquierda). Abastecimiento de carbón por países en España [enero-septiembre 2009] (derecha).



Fuente: Comisión Nacional de Energía.

En lo que se refiere a la seguridad de suministro en la generación eléctrica en España, el panorama es más alentador que para el conjunto del suministro energético:

- En 2008, el grado de autoabastecimiento del parque de generación eléctrica fue del 48%. La producción de energías renovables ha contribuido a la mejora de este indicador y ha redundado en ahorros significativos en la importación de energía. En este sentido, también se está planteando de nuevo un debate sobre la energía nuclear.

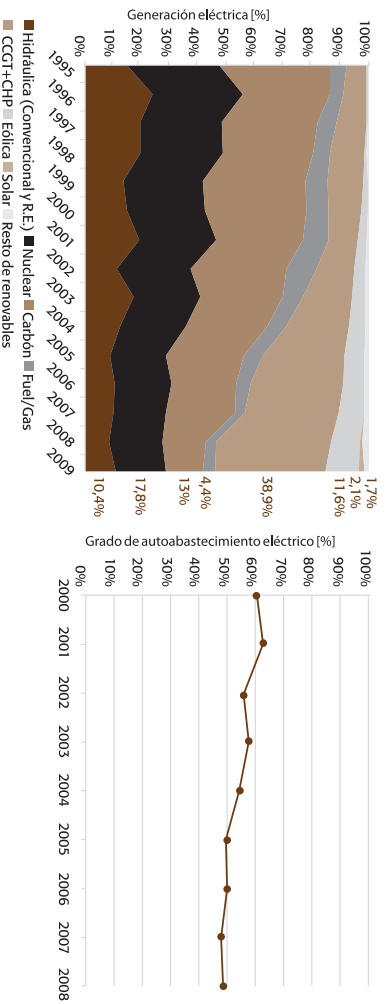
IV - Trabajos elaborados
 IV.2 - El modelo eléctrico español en 2030. Escenarios y alternativas

- España cuenta con un parque de generación muy diversificado en cuanto a tecnologías y fuentes de energía primaria. En comparación con la mayoría de países europeos, la generación eléctrica en España presenta un mayor equilibrio entre fuentes autóctonas no emisoras (hidráulica, renovables, nuclear) y fuentes fósiles (gas, carbón, productos del petróleo), y entre tecnologías de base (nuclear, carbón), modulares (ciclos combinados, hidráulica de embalse, cogeneración, bombeo) y no gestionables (renovables, hidráulica fluyente).
- En la actualidad, se dispone de un exceso de capacidad en el sistema que, aunque plantea otros problemas, reduce la vulnerabilidad del suministro.

Esta situación de diversificación del parque de generación debería ser una referencia para el futuro y no tendría que despreciarse en ningún planteamiento de política energética. Sin embargo, la seguridad de suministro en la generación eléctrica se enfrenta a otra serie de retos:

- La práctica ausencia de interconexiones de la península Ibérica con el resto de Europa es un factor clave de diseño de nuestra política energética. O bien se obtienen compromisos reales para la intensificación de la interconexión, o bien se tiene en cuenta esta restricción a la hora de adoptar compromisos de política energética.
- La participación creciente de fuentes de energía no gestionables, unida a la escasez de interconexiones, dificulta la explotación del parque generador y podría comprometer la seguridad del suministro en situaciones extremas, como se verá más adelante.
- La introducción de los ciclos combinados de gas natural está teniendo implicaciones en toda la infraestructura de transporte y distribución de gas natural.

Figura IV.2.7: Evolución del porcentaje de energía eléctrica generada por tecnología en el período 1995-2008 (izquierda) y evolución del grado de autoabastecimiento en generación eléctrica en el período 2000-2008 (derecha).



66 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

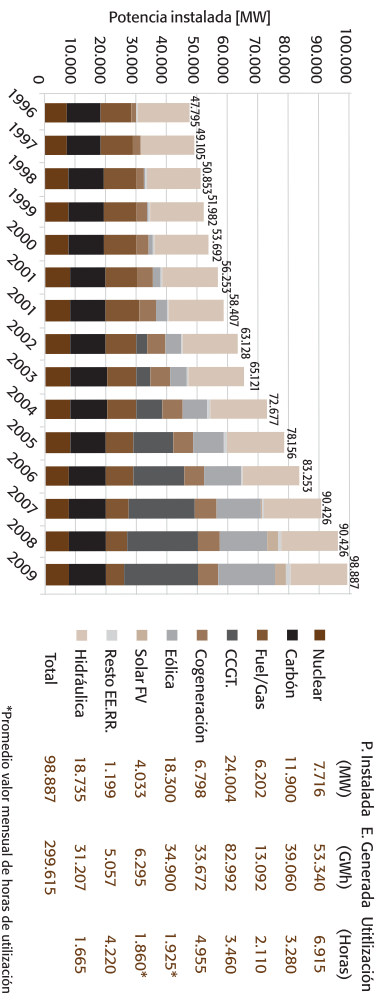
Sobrecapacidad del parque de generación

El mix de generación eléctrico español ha sufrido transformaciones profundas en los últimos 15 años, caracterizadas por un incremento importante de la participación de energías renovables y del gas natural, como se observa en la Figura 8. Esta transformación, junto con diversas vicisitudes en la planificación energética en los años setenta, ochenta y noventa han consolidado un parque de generación eléctrica bien diversificado.

Contamos con un parque de casi 100 GW de capacidad instalada, de la cual cerca de un 33% es de régimen especial no gestionable (en torno a 18 GW eólicos, 4 de GW solar fotovoltaica y 7 GW de cogeneración). Si se compara la potencia instalada que aporta firmeza respecto a la demanda máxima, que se encuentra en torno a los 45 GW, se estima un índice de cobertura de 1,27 frente al valor de referencia de 1,1 que habitualmente se utiliza para definir un parque correctamente dimensionado.

Este exceso de capacidad es el resultado esencialmente de la incorporación de unos 23.000 MW de ciclos combinados y de unos 24.000 MW de energías renovables en el período 2000-2010. Esta situación ha resultado en infrautilización de las centrales térmicas, que se está acentuando por una contracción de la demanda y repercutiendo en un exceso de la oferta de gas.

Figura IV.2.8: Evolución de la potencia instalada por tecnología entre 1996 y 2009 en España (izquierda) y balance energético en 2009 (derecha).



Complejidad en la explotación del parque

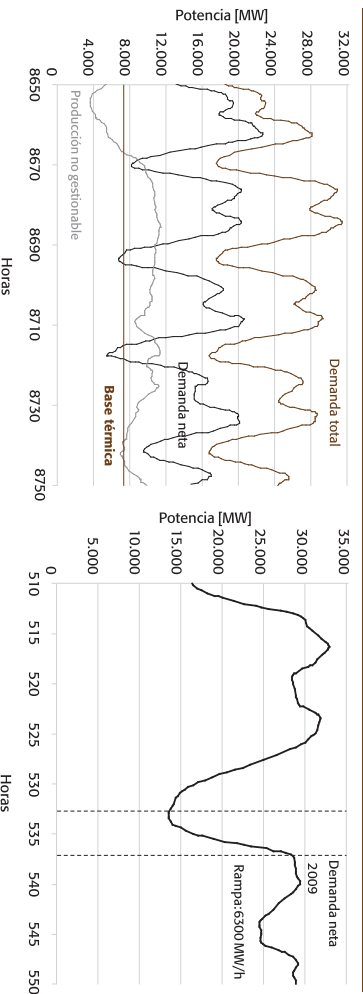
En los últimos años se ha producido un importante impulso a las energías renovables. La solar fotovoltaica contaba con 50 MW en 2005 y en 2010 con más de 3.500 MW, la solar termoeléctrica espera instalar 2.100 MW en los próximos tres años y la eólica ha crecido a un ritmo medio de 1.650 MW anuales desde el año 2000.

Esta capacidad renovable está vertiendo al sistema un alto porcentaje de energía no gestionable y volátil, lo que redundará en una explotación compleja del parque que requiere capacidad en instalaciones de respaldo flexibles, como las centrales de carbón y gas.

A modo de ejemplo, en 2009 se produjeron gradientes de la demanda neta de más de 6.300 MW en una hora (Figura 9) a las que han tenido que responder estas centrales térmicas de respaldo, con muy diversas implicaciones:

- Exigencia de mayores volúmenes de reserva rodante y de reserva fría.
- Operación de centrales térmicas en situación de "mínimo técnico".
- Programas de generación exigentes, con numerosas subidas y bajadas de carga.
- Intensificación de la programación de centrales por restricciones.

Figura IV.2.9: Ejemplos de vertidos (izquierda) y rampas (derecha) que se producen en una explotación del parque con una alta penetración de fuentes renovables no gestionables y volátiles.



Fuente: Red Eléctrica de España y elaboración propia.

Todo ello ha supuesto una operación no óptima de las centrales térmicas, dando lugar al incremento de costes de combustible (menor eficiencia) y de costes operativos (mayor exigencia), así como a una degradación de los equipos que provoca menor fiabilidad y un incremento en las inversiones de mantenimiento. En situaciones extremas, las dificultades para dar respuesta a las exigencias de explotación podrían poner en riesgo la propia seguridad del suministrador, si no se dota al operador del sistema de todos los instrumentos y recursos necesarios.

De nuevo, este es un factor que debe contemplarse en cualquier proceso de planificación, puesto que la gravedad de los posibles efectos sobre la explotación se accentuará con una mayor participación de fuentes no gestionables y con la desaparición progresiva del exceso de capacidad actual.

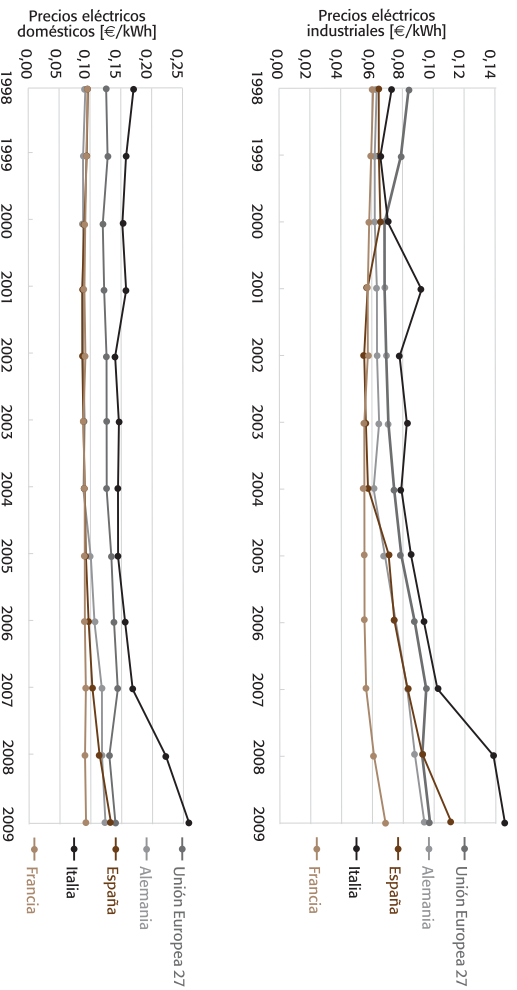
La explotación del parque se hace especialmente exigente en la península Ibérica, ya que la baja capacidad de las interconexiones eléctricas con Francia y con el Norte de África la convierten en una isla eléctrica. Esto deriva en la ausencia de una fuente de respaldo adicional que puede aportar energía en episodios con baja contribución de las fuentes autóctonas y que puede absorber excesos de producción renovable, como resultado de una producción no acoplada a la demanda, que no pueden evacuarse fuera del territorio (Figura 9). Las interconexiones con Francia tienen una capacidad de un 3% de la demanda máxima, sin haber experimentado ningún cambio sustancial desde hace 25 años. Esta situación puede empezar a atenuarse levemente en un futuro próximo con la construcción de una línea subterránea en tensión continua para el año 2014. Pero la reversión de la situación de aislamiento de facto requiere una multiplicación de la capacidad actual hasta alcanzar niveles del 15-20% que pudieran permitir la explotación segura de un par que generador tan volátil como el que se prevé en el medio plazo.

IV - Trabajos elaborados
 IV.2 - El modelo eléctrico español en 2030. Escenarios y alternativas

Precio de la electricidad

Los precios de electricidad para los sectores industriales y doméstico han sufrido incrementos importantes en los años 2008 y 2009, situándose por encima de la media europea, tal y como se observa en la Figura 10. Hasta 2007, los consumidores de gas y energía eléctrica españoles, tanto domésticos como industriales, disfrutaban de unos precios por debajo de la media europea. Sólo desde 2008 se ha revertido esta tendencia, con precios al alza para los consumidores españoles que no reflejaban la evolución de los precios mayoristas de la energía eléctrica.

Figura IV.2.10: Precio de la electricidad para el sector industrial (arriba) y doméstico (abajo). Los precios mostrados incluyen impuestos en caso del sector doméstico.



Fuente: Eurostat.

El precio del pool, precio mayorista de la energía eléctrica en España, ha experimentado una tendencia a la baja en los dos últimos años. Esta tendencia se ha visto acentuada en los primeros meses de 2010, como reflejo del exceso de capacidad, la sobreoferta de fuentes de generación con costes de oportunidad nulos (renovables, hidráulica fluyente, nuclear), el exceso de gas (que, con las cláusulas *take or pay*, pueden hacer a los ciclos combinados tener coste de oportunidad nulo) y una disminución de la demanda (sobre todo en horas valle) como consecuencia de la crisis económica. Las fluctuaciones del precio mayorista, su tendencia a la baja y su limitada influencia en el precio final está poniendo en cuestión si el sistema está enviando una señal económica adecuada y que incentive comportamientos eficientes entre consumidores y generadores.

70 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

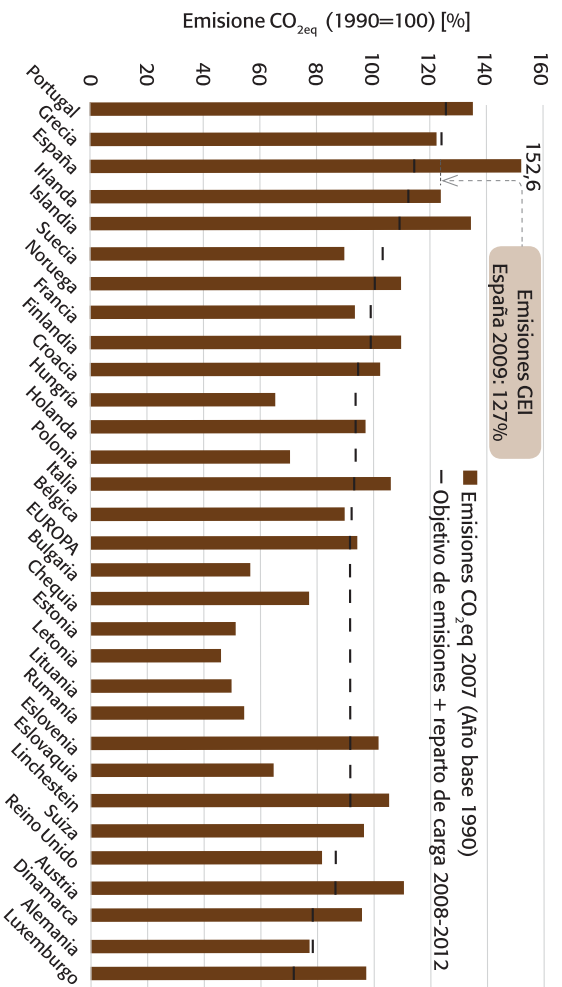
Como contrapartida a esta caída de los precios mayoristas, la apuesta por un mix eléctrico basado en una alta penetración de fuentes renovables tensiona la tarifa eléctrica. El volumen de primas a las energías renovables se estima del orden de 6.300 M en 2010 [8]. Ello ha generado el dilema en el regulador de cómo se deben enviar señales económicas eficientes para lograr los irrenunciables objetivos de promoción de las fuentes renovables sin tensionar la tarifa, lo que resultaría en una pérdida de competitividad de la industria nacional y de la economía en general.

Compromisos en materia de reducción de GEI y penetración de renovables en energía final

Los compromisos adquiridos por España en materia de reducción de gases de efecto invernadero (GEI) se han demostrado muy exigentes. En 2007, España se encontraba lejos del cumplimiento de sus objetivos de Kioto, ya que alcanzó un 152,6% de emisiones de GEI respecto a 1990, frente al objetivo del 115%. Los datos de emisiones provisionales para 2009 apuntan que este indicador se rebajó por debajo de un 130%.

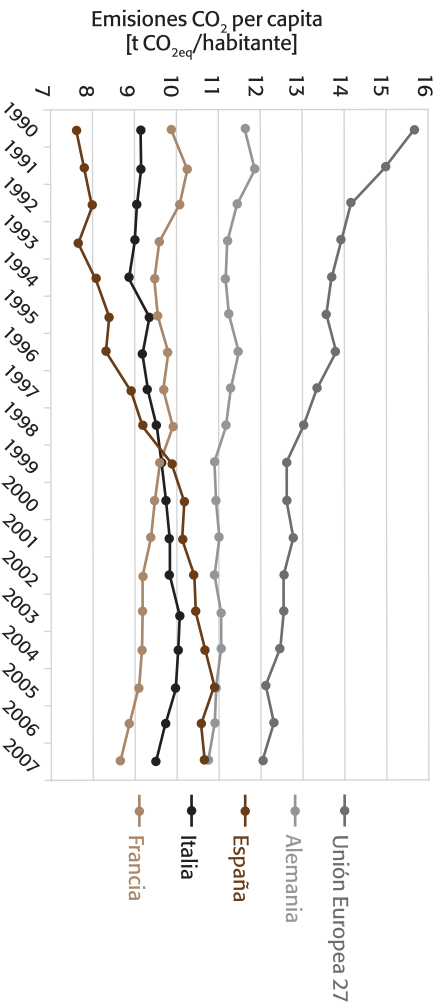
Aun habiendo incumplido los objetivos establecidos en el marco del Protocolo de Kioto, las emisiones por persona de España son inferiores a la media europea a pesar de su crecimiento en el periodo 1996-2007, como se recoge en la Figura 11. Cabe plantearse

Figura IV2.11a: Emisiones de los países europeos en 2007



Fuente: Eurostat.

Figura IV.2.11b: Evolución de las emisiones de CO₂ por persona en Europa, en el período 1996-2007



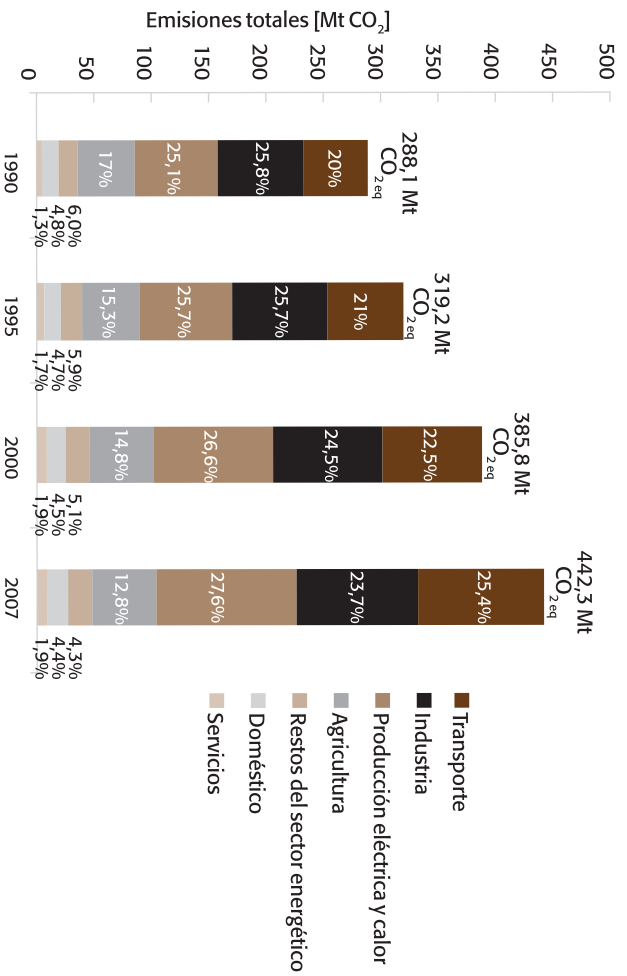
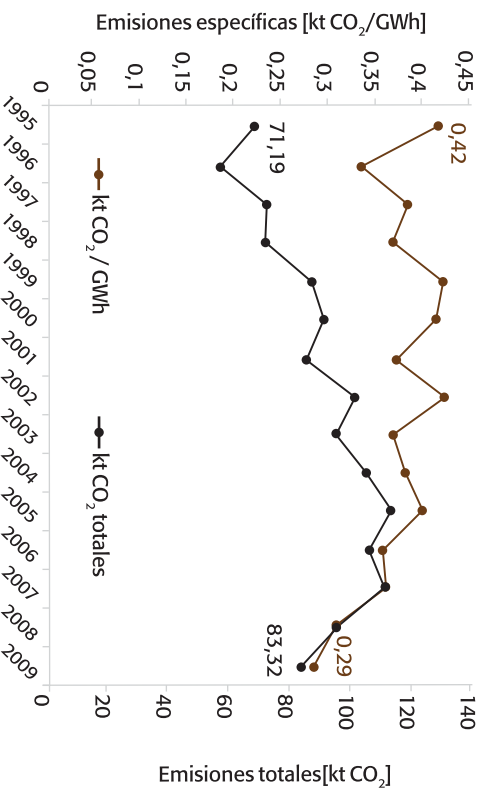
Fuente: Eurostat.

La duda de si en futuras negociaciones de objetivos de emisiones (compromisos post-Kioto), nuestro país no se podría encontrar en mejor posición relativa de lo que indica su grado de “incumplimiento” actual, puesto que es probable que nuevos objetivos se planteen en términos de emisiones relativas y no absolutas.

Las emisiones específicas del sector eléctrico han disminuido notablemente en el período 1995-2009, pasando de 0,4 Mt CO₂/MWh en 1995 a 0,27 MtCO₂/MWh en 2009. Respecto al resto de los sectores, el peso relativo del sector producción eléctrica y calor se mantiene prácticamente constante en el período 1990-2007, mientras el sector transporte se incrementa en 5,5 puntos (Figura 12). Por tanto, a la hora de fijar objetivos medioambientales al sector energético en España, por ejemplo en términos de eficiencia energética o de contribución de las renovables, no puede olvidarse el establecimiento de medidas para otros sectores distintos al eléctrico (fundamentalmente el transporte).

72 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

Figura IV.2.12: Evolución de las emisiones GEI totales y específicas del sistema eléctrico español [1995-2009] (arriba) y evolución de las emisiones de CO₂ por subsector en España [1990-2007] (abajo).



Fuente: Red Eléctrica de España, DG Treen y elaboración propia.

IV.2.1.3 Ejes de una estrategia energética

Cualquier planteamiento de estrategia energética se desarrolla alrededor de la satisfacción de tres exigencias simultáneas: seguridad de suministro, sostenibilidad medioambiental y eficiencia económica. Las políticas medioambientales y energéticas, tanto a nivel europeo como a nivel nacional, se han ido polarizando respecto a cada uno de estos ejes, en función de las expectativas de producción energética y de precios, así como del contexto geopolítico.

En el caso español, las políticas energéticas deben enmarcarse dentro del contexto energético europeo, que actualmente está construido sobre una base de política esencialmente medioambiental y que, por tanto, no se focaliza en la misma medida sobre la seguridad de suministro o la eficiencia económica.

La política europea se articula actualmente en torno a tres objetivos ambiciosos que deben ser alcanzados en 2020: ahorros del 20% de consumo de energía primaria (no vinculante), incrementar la cuota de energías renovables en consumo final de energía hasta un 20% y la reducción de los gases de efecto invernadero (GEI) en un 20% respecto a los niveles de 1990. Este último objetivo podría verse incrementado si se logra un acuerdo post-Kioto bajo el UNFCCC de reducción en un 80% de las emisiones de GEI en 2050, con el fin de limitar el aumento de temperatura de la tierra a 2°C respecto a niveles preindustriales.

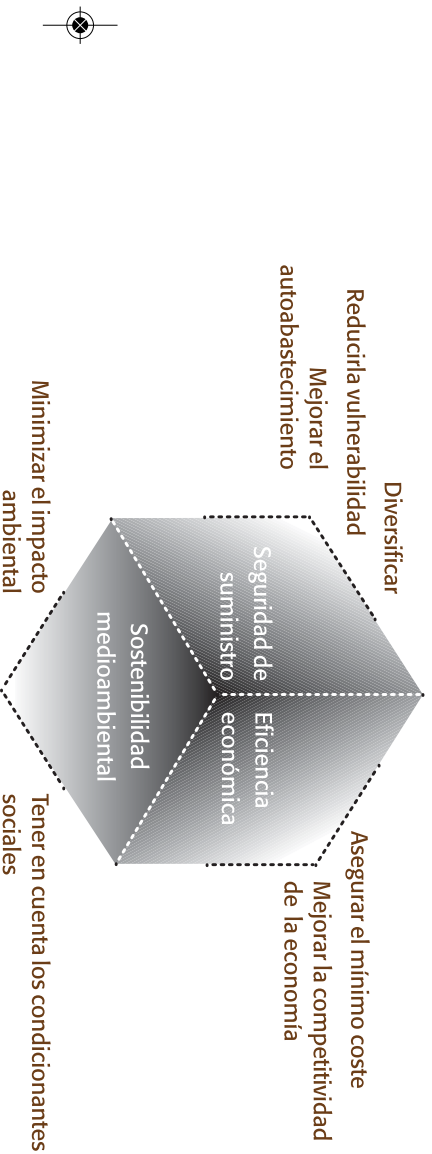
Hoy por hoy, la política energética europea parece estar, por tanto, polarizada hacia los objetivos medioambientales. Esto no significa que se haya olvidado el necesario compromiso entre coste, seguridad y medio ambiente, que aparece siempre mencionado como eje de la política energética europea. Pero los hechos parecen confirmar este cierto sesgo por priorizar los objetivos ambientales:

- Los tres objetivos del compromiso 20/20/20 tienen claro contenido ambiental, sin ser matizados por objetivos de coste o de dependencia energética.
- Los episodios graves de seguridad de abastecimiento en el gas procedente de Rusia no han modificado significativamente la agenda energética.
- A pesar de los escasos resultados de la cumbre de Copenhague, se sigue debatiendo un posible endurecimiento en los objetivos, como incrementar al 30% el objetivo de renovables para el año 2020.
- Como se ha visto en el punto anterior, los costes de la energía eléctrica en Europa se han incrementado en los últimos años, poniendo en riesgo la competitividad de buena parte de la industria europea frente a sus competidores globales.

74 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

Dentro de este contexto europeo y global del suministro energético, en el presente estudio nos hemos centrado en el caso español, más concretamente en el subsector de generación eléctrica; pero la política energética no puede ignorar la necesidad de tomar puntos de vista respecto al resto de subsectores energéticos.

Figura IV.2.13: La estrategia energética se desarrolla alrededor de tres exigencias simultáneas: seguridad de suministro, sostenibilidad medioambiental y eficiencia económica.

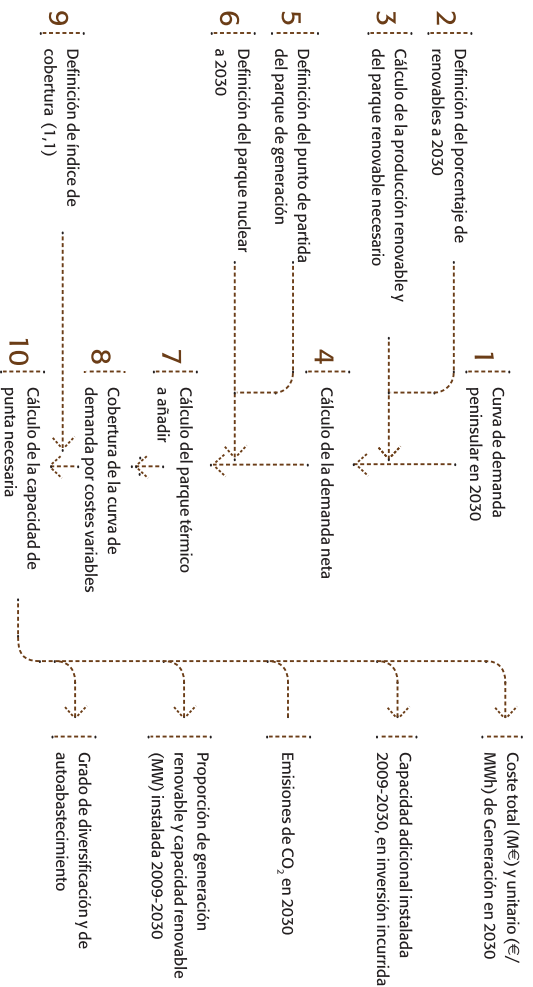


IV.2.2- Metodología para el análisis del mix de generación eléctrica a 2030

El objetivo del presente estudio es analizar escenarios de generación eléctrica en España a 2030 y cuantificar su impacto respecto a los tres ejes de seguridad de suministro, eficiencia económica y sostenibilidad medioambiental, con el fin de extraer directrices que puedan ayudar en la elaboración de planes estratégicos a medio plazo.

Los análisis se han llevado a cabo sobre una multiplicidad de escenarios, empleando un modelo desarrollado por PwC que calcula el balance energético basándose en el parque generador diseñado en cada escenario y deriva indicadores económicos (inversión, coste de explotación), medioambientales (emisiones de CO₂, proporción de energías renovables) y de seguridad de suministro (índice de cobertura, grado de autoabastecimiento, diversificación). El modelo responde a la metodología que se describe en la Figura 14.

Figura IV.2.14: Metodología empleada para el cálculo del balance energético de cada escenario de mix de generación eléctrica a 2030 y los resultados en términos de eficiencia económica, sostenibilidad medioambiental y seguridad de suministro que se calculan.



La base de cualquier ejercicio de planificación debe ser satisfacer la curva de demanda, tanto en potencia como en energía. Los diferentes escenarios de mix de generación que se construyen aseguran este objetivo básico y en todos los casos se garantiza que la curva de demanda prevista para 2030 es cubierta de forma satisfactoria con el necesario grado de seguridad en el suministro. El procedimiento metodológico sigue los siguientes pasos:

1. El proceso se inicia construyendo la curva de demanda en el año 2030 a partir de proyecciones de la punta de demanda (potencia) y del consumo agregado de energía eléctrica, utilizando como referencia en cuanto a forma la curva monótona de carga de 2008. Esta proyección nos permite definir la energía total que debe ser producida y entender cuál tendría que ser la potencia mínima disponible con la que ha de contar el sistema para garantizar la seguridad de suministro con un índice de cobertura del 1,1.
2. Cada escenario de mix tecnológico se construye a partir de un determinado porcentaje de penetración de energías renovables, que se considera como un input del modelo en los distintos escenarios, simulando en cierto modo lo que podría constituir un objetivo de política energética. Así pues, el modelo construye la cobertura de la curva de demanda a partir de un primer dato, que es el objetivo de penetración de las fuentes renovables. La proporción de suministro renovable (en términos de energía), junto con la disponibilidad de cada recurso renovable, nos determina el parque renovable a incorporar (en términos de potencia instalada).
3. Tomando la curva de demanda y substrayendo la proyección de producción renovable (que debe tener en cuenta la aleatoriedad de este recurso y su falta de correlación con la curva de demanda), se obtiene lo que hemos denominado “demanda neta”. La curva de demanda neta debe ser satisfecha con tecnologías térmicas y nucleares.
4. Se ha considerado la participación de la tecnología nuclear como un segundo input de política energética en el modelo. Cada escenario contempla una contribución distinta de esta tecnología, simulando distintos supuestos de política energética. Por sus particulares características técnicas y económicas, se ha supuesto siempre que la capacidad nuclear existente funciona en base.
5. Las tecnologías térmicas estarán destinadas a satisfacer el llamado “hueco térmico” (demanda total menos producción renovable y nuclear). El balance energético se acaba obteniendo con una optimización por costes, siguiendo la metodología propuesta por la Comisión Nacional de Energía [9].

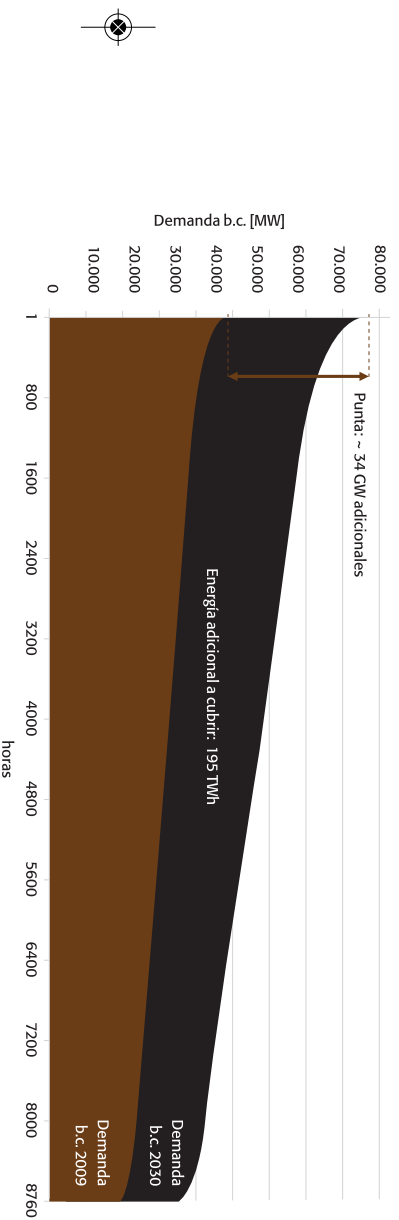
Finalmente, una vez obtenido el balance energético, en cada escenario se realizan diversos cálculos para evaluar cada uno de ellos frente a los tres ejes de eficiencia económica, sostenibilidad medioambiental y seguridad de suministro, a partir de los cuales se realizan las comparaciones entre las alternativas.



IV.2.2.1 Demanda eléctrica y punta máxima en 2030

En el período 2009-2030 se generará un incremento de demanda de energía eléctrica en la península Ibérica que exige satisfacer un incremento de la punta de casi 35 GW y un incremento del consumo del orden de los 200 TWh respecto a la situación en 2009, como se ilustra en la Figura 15.

Figura IV.2.15: Curva monótona de la demanda eléctrica b.c. en 2009 y estimada para 2030, donde se pone de manifiesto que en el período se debe satisfacer un incremento de la punta de más de 30 GW y un consumo de unos 200 TWh.



La estimación de la demanda resulta de un análisis de la evolución de la intensidad eléctrica de la economía española, que permite asumir que la demanda de energía eléctrica continuará correlacionada con el crecimiento de la economía. Se apunta a un crecimiento medio de la demanda de energía eléctrica de un 2,7% anual en el período 2009-2030 como escenario base sobre el que se realizan sensibilidades, moderado frente a un crecimiento de un 3,7% en el período 1995-2009.

En el escenario de referencia, la evolución de la punta de la demanda está directamente relacionada con la evolución del consumo, asumiendo que no se producirá un cambio sustancial en la forma de la curva de carga del sistema. Para captar posibles cambios en el perfil de la curva de carga, resultado de políticas de gestión de la demanda, se han realizado sensibilidades.

Es importante señalar que incluso en escenarios de sensibilidad que matizan o reducen los factores anteriores, en cualquier escenario de demanda, es necesaria la instalación de nueva capacidad de generación hasta el año 2030 para cubrir como mínimo una demanda adicional (respecto a 2009) de 100 TWh y una punta adicional de casi 20 GW. Por

78 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

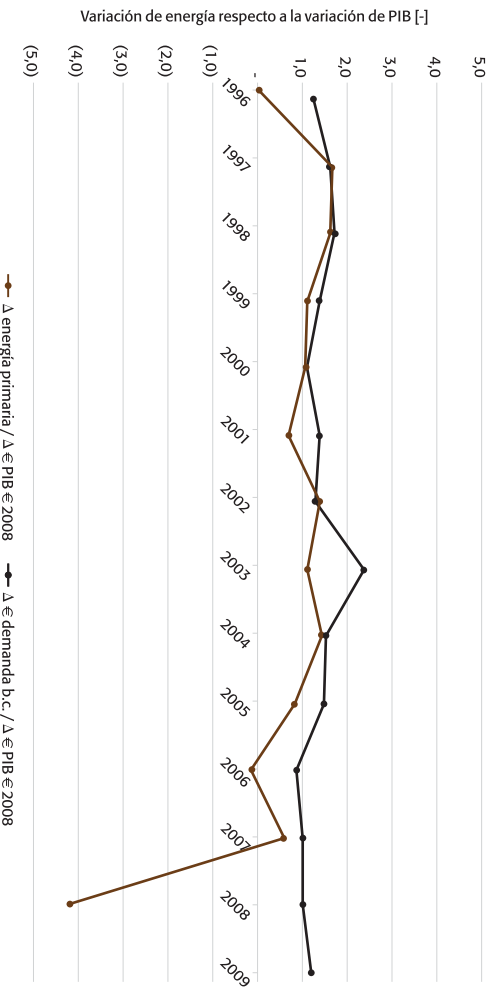
tanto, los resultados que se muestran para los distintos escenarios contruidos sobre un caso básico de demanda siguen siendo sustancialmente válidos, con un factor de escala, para casos de demanda más conservadores.

Crecimiento de la demanda eléctrica en el período 2010-2030

La evolución histórica de la demanda de energía primaria y eléctrica en España, así como el cambio en la estructura de consumo de energía final marcado por un proceso de electrificación, sugieren definir un escenario base donde la elasticidad de la intensidad eléctrica sea cercana a la unidad y, por tanto, crezca paralelamente al producto interior bruto (PIB).

Profundizando en el análisis de la intensidad energética y eléctrica indicado más arriba y clave para definir escenarios de crecimiento de la demanda a futuro, la evolución de la elasticidad de este indicador (incremento de energía primaria o eléctrica respecto al incremento del PIB) pone en evidencia el desacoplamiento de la intensidad energética respecto del PIB, mientras ello no sucede con el consumo eléctrico (Figura 16).

Figura IV.2.16: Variación de la energía primaria y de la demanda eléctrica b.c. respecto a la variación de PIB anual.



Fuente: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (MITYC).

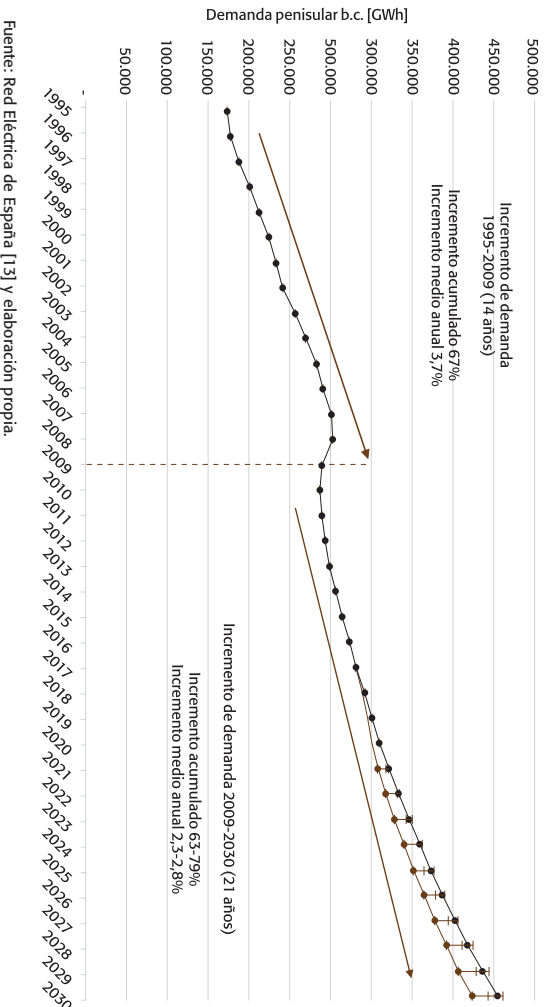
Proyecciones del crecimiento de la demanda a 2030 y sensibilidades

Basándonos en la correlación entre el PIB y la demanda de energía, se ha realizado una proyección de la demanda a 2030 considerando crecimientos de PIB del 1,5% en el período 2010-2014 estimados por el Fondo Monetario Internacional [10], del 2,7% constante

en 2014-2020 y del 3% en el período 2020-2030. Esto nos lleva a una demanda peninsular de 460 TWh en 2030, donde se ha considerado una penetración del coche eléctrico en el transporte de 250.000 unidades en 2014 [11] y 10 millones en 2030 [12]. Para evaluar el impacto del vehículo eléctrico en la demanda, se han asumido recargas lentas en 8 horas y 2,5 kW por vehículo, con tiempos transcurridos entre recargas de cuatro días que representaría en torno a un 5% de la demanda a 2030.

Sobre esta demanda de referencia se han realizado sensibilidades acerca de la evolución de la intensidad eléctrica y la introducción de redes inteligentes a partir de 2020. Una sensibilidad sobre la elasticidad de la intensidad eléctrica de 0,1 puntos resulta en una variación del 4% de la demanda en el año 2030, tal y como muestran las barras de error de la Figura 17. El impacto de la implantación de redes inteligentes se ha estimado en un 3,5%, basado en los análisis internacionales [14]-[17] y en los análisis de PwC Austria. Estas sensibilidades definen una demanda a 2030 entre 430 TWh y 470 TWh.

Figura IV.2.17: Estimación del crecimiento de la demanda peninsular b.c. hasta 2030. Las barras de error representan sensibilidades de 0,1 sobre la elasticidad de la intensidad eléctrica que resultan en variaciones de la demanda de un 4% y una reducción de la demanda de un 3,5% a partir de 2020 resultado de la implantación de redes inteligentes.



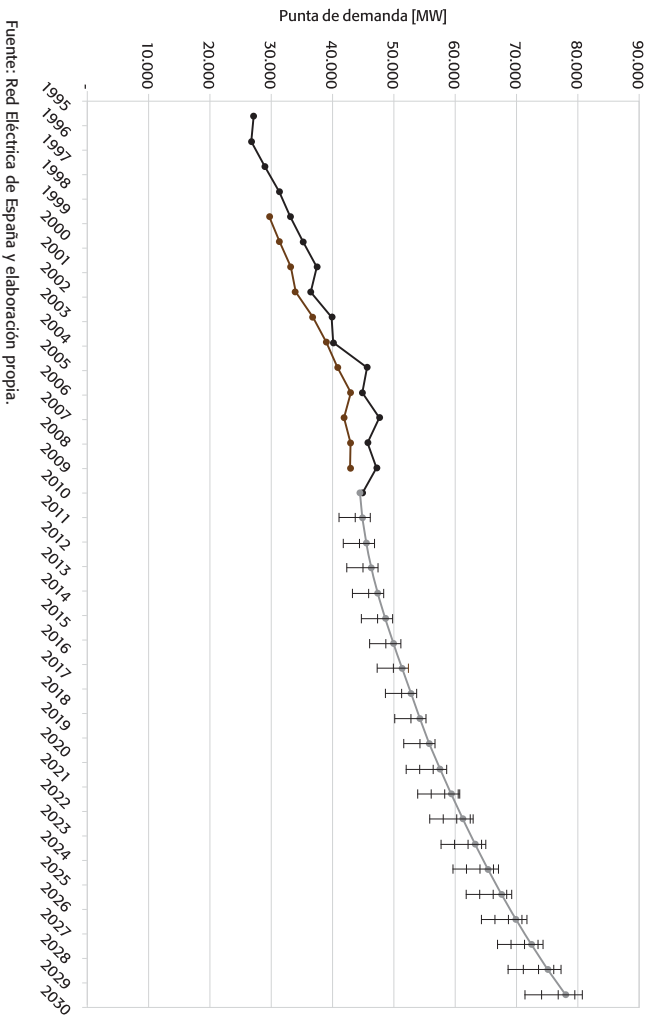
Fuente: Red Eléctrica de España [13] y elaboración propia.

80 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

Crecimiento de la punta de demanda en el periodo 2010-2030

Históricamente, la punta de demanda está fuertemente correlacionada con la misma. Proyectando la punta de invierno basándonos en esta correlación, obtenemos valores en torno a los 78 GW en 2030. Sobre estos valores se han realizado sensibilidades que recogen medidas de gestión de la demanda, que resultarían en reducciones de la punta de un 4% [18], correcciones por temperatura, así como las derivadas de las sensibilidades efectuadas sobre la demanda descritas anteriormente (mejoras en la intensidad eléctrica e implantación de redes inteligentes). Estas sensibilidades definen una punta de demanda a 2030 entre 69 GW y 81 GW, como se recoge en la Figura 18.

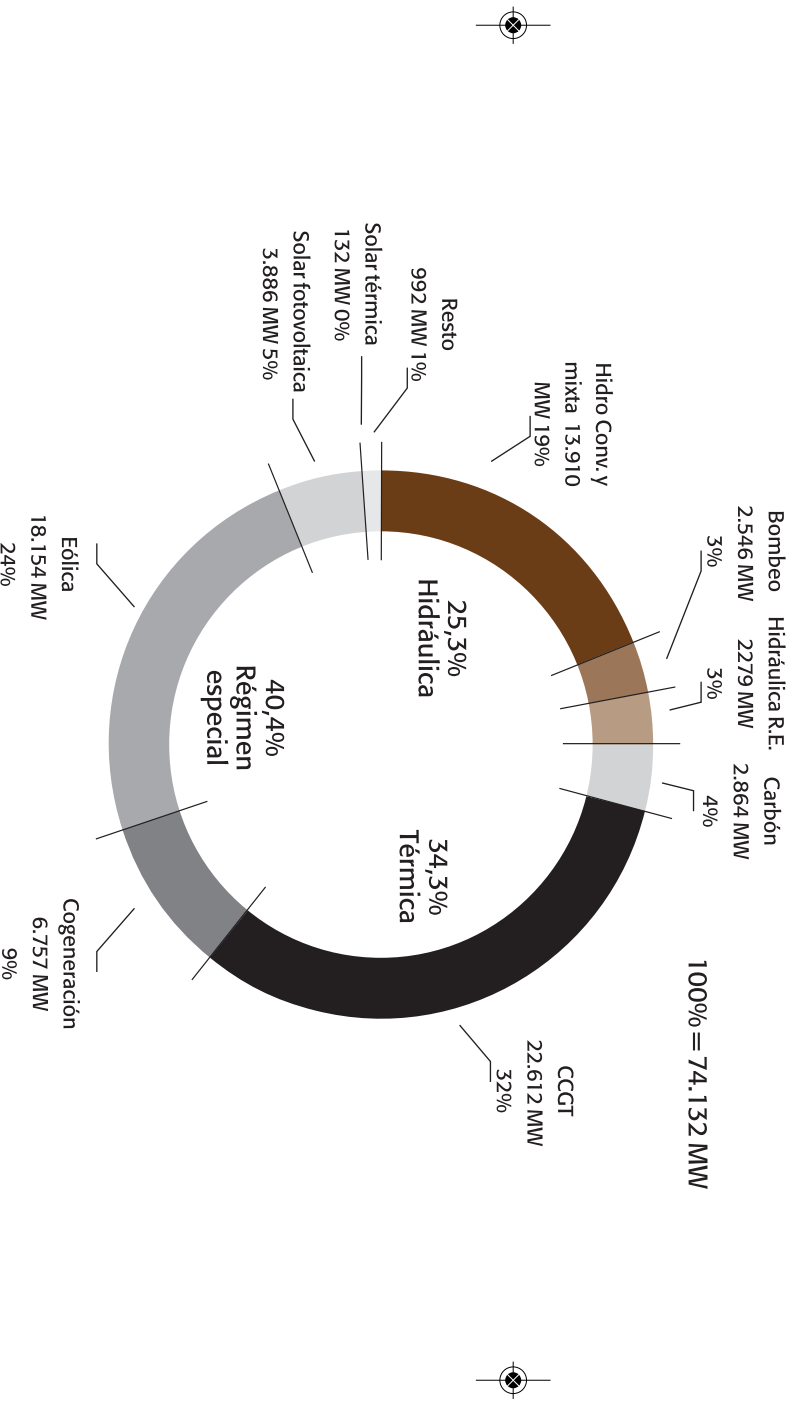
Figura W2.18: Estimación del crecimiento de la punta de demanda peninsular hasta 2030. Las barras de error corresponden a medidas de gestión de la demanda (decremento de un 4% de la punta), variaciones por temperatura y las sensibilidades efectuadas sobre la demanda (elasticidad de la intensidad eléctrica y redes inteligentes).



Parque de partida

Para el cálculo del mix a 2030 se ha utilizado un parque de generación eléctrica de partida que se basa en el actualmente existente a diciembre de 2009, restringiéndose únicamente al ámbito peninsular y suponiendo el cese de funcionamiento de las centrales térmicas (carbón, fuel/gas y nuclear), que alcanzan los 40 años de funcionamiento antes de 2030. Este parque de partida cuenta con una potencia instalada de unos 74.100 MW, distribuida por tecnologías tal y como se muestra en la Figura 19.

Figura IV.2.19: Potencia instalada por tecnología en el parque de partida considerado para el modelo.



Concretamente, en el caso de la generación convencional con carbón, se considera que permanecerán activas aquellas plantas que aún no hayan alcanzado los 40 años de funcionamiento en 2030, así como aquellas que han planificado inversiones destinadas a la desulfuración de gases de combustión, según las actuaciones previstas a realizar en las instalaciones para el cumplimiento de los objetivos establecidos en el Plan Nacional de Reducción de Emisiones de las Grandes Instalaciones de Carbón 2008-2015.

82 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

En el caso de la generación con fuel/gas, se asume que las centrales que hay hoy en día en el sistema peninsular irán cesando progresivamente su actividad, por lo que no formarán parte del parque de generación en 2030. Este es el caso también para las centrales nucleares existentes, que alcanzarán los 40 años de vida útil antes del año 2030.

Demanda neta

En todos los escenarios se asume el funcionamiento de las tecnologías de generación renovable de acuerdo con su potencial total, en función de su volatilidad natural, y se trabaja, por tanto, con la curva de demanda neta, resultante de deducir la producción no gestionable de la curva de demanda, tal y como se ilustra en la Figura 20. Esta demanda neta debe ser cubierta con tecnologías convencionales y adicionalmente alcanzar un índice de cobertura suficiente de 1,1.

Figura IV.2.20: Ejemplo de construcción de la curva monótona de demanda neta.



Fuente: Operador del Mercado Eléctrico y elaboración propia.

Índice de cobertura del parque de generación

El índice de cobertura es un indicador que relaciona la potencia disponible y la punta de demanda esperada. El modelo desarrollado incorpora potencia hasta alcanzar un valor de 1,1 para este indicador, valor de referencia que, en principio, asegura el suministro de la demanda.

Para calcular este indicador se debe tener en cuenta la disponibilidad programada de equipos, las existencias de combustibles en parques y almacenamientos, así como el

estado de reservas hidroeléctricas, entre otros. Los coeficientes de disponibilidad por tecnología que se han empleado son los mostrados en la Tabla 1.

Tabla IV.2.1 : Coeficiente de disponibilidad por tecnología empleada para el cálculo del índice de cobertura del parque de generación a 2030.

Tecnología	Disponibilidad (%)
Nuclear	91%
Carbón	91%
Fuel/Gas	78%
Ciclo combinado con turbina de gas	93%
Hidráulica R. O.	38%
Bombeo	90%
Eólica terrestre	7%
Eólica offshore	10%
Solar fotovoltaica	0%
Solar termoeléctrica	20%
Hidráulica R. E.	50%
Resto renovables	50%
Cogeneración	57%

En el caso de las tecnologías térmicas, estos coeficientes son coherentes con los valores de disponibilidad registrados desde 1999 y que se recogen en la Tabla 2. En el supuesto de fuentes renovables, estos coeficientes se han estimado estadísticamente, como en el caso de la tecnología eólica o hidráulica, así como analizando la aportación a la punta.

Tabla IV.2.2: Disponibilidad, averías y mantenimiento de las centrales nucleares, de carbón, fuel/gas y Ciclo Combinado con Turbina de Gas (CCTG).

[%]	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Promedio
Disponibilidad											
Nuclear	90	93,1	94,8	93,8	92,1	93,6	85,3	90,8	83,9	88,5	90,6
Carbón	93,7	90,2	92,8	89,5	93,1	89,7	93,3	91,1	90,4	84,2	90,8
Fuel/Gas	82,1	85	79,7	74,6	71	78,4	76	75,7	74,3	80,7	77,7
CCTG	-	-	-	90	92,8	96,9	89,4	93,7	92,4	92,4	92,5
Averías											
Nuclear	1,1	0,6	0,7	0,6	0,9	2,4	9,1	4,5	2,4	7,9	3,0
Carbón	3,6	4,4	4,9	6,4	4,6	7,3	5,7	4,4	7	7,2	5,5
Fuel/Gas	-	-	-	22,4	27,1	20,7	20	19,5	22,7	13,9	20,9
CCTG	-	-	7	4,3	2,9	0	5,6	4,5	6,2	5	4,4
Mantenimiento											
Nuclear	8,9	6,3	4,5	5,6	7	4	5,6	4,7	13,7	3,6	6,4
Carbón	2,7	5,4	2,3	4,1	2,3	3	1	4,5	2,6	8,6	3,6
Fuel/Gas	-	-	-	3	1,9	0,9	4	4,8	3	5,4	3,3
CCTG	-	-	-	5,7	4,3	3,1	5	1,8	1,4	2,6	3,4

Fuente: Red Eléctrica de España [13].

84 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

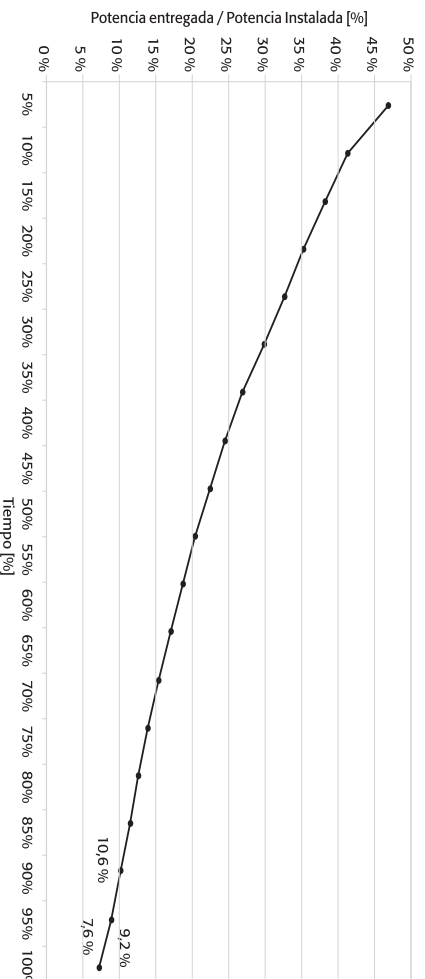
A modo de ejemplo, la disponibilidad de la fuente eólica onshore se ha obtenido del análisis horario de la curva de viento en 2009. Como se recoge en la Tabla 3 y se ilustra en la Figura 2 1, tan sólo un 7,6% de la potencia es firme con un intervalo de confianza del 95%. En el caso de la eólica *offshore* se ha considerado un valor de un 10% dada la mayor uniformidad del recurso eólico en el mar.

Tabla IV.2.3: Análisis estadístico de la disponibilidad de la fuente eólica onshore.

Percentil	2009	%
0,95	8.201	47,8%
0,90	7.233	42,2%
0,85	6.661	38,8%
0,80	6.165	35,9%
0,75	5.707	33,3%
0,70	5.221	30,4%
0,65	4.713	27,5%
0,60	4.294	25,0%
0,55	3.947	23,0%
0,50	3.585	20,9%
0,45	3.275	19,1%
0,40	2.990	17,4%
0,35	2.716	15,8%
0,30	2.460	14,3%
0,25	2.241	13,1%
0,20	2.042	11,9%
0,15	1.818	10,6%
0,10	1.578	9,2%
0,05	1.302	7,6%

Fuente: Red Eléctrica de España y elaboración propia.

Figura IV.2.21: Análisis de la curva monótona de producción de viento con el fin de determinar su coeficiente de disponibilidad para la cobertura de la punta de demanda.



Fuente: Red Eléctrica de España y elaboración propia.

Tecnologías para cubrir la demanda: firmeza, utilización y costes

La cobertura óptima de la demanda –desde el punto de vista de eficiencia económica– con un determinado parque de generación, se realiza proyectando las curvas de costes totales de cada una de las tecnologías de generación sobre la curva monótona de producción de electricidad, siguiendo la metodología propuesta por la Comisión Nacional de Energía [9].

Consecuentemente, los elementos básicos para el cálculo de dicha cobertura son, por un lado, los propios costes fijos y variables de cada tecnología de generación Y, por otro, el factor de utilización medio de cada una de las tecnologías.

Respecto a los factores de utilización, se han mantenido los valores medios registrados por cada tecnología en la actualidad, sin considerar el efecto que pudiera tener la saturación de los emplazamientos más favorables (sobre todo en lo que se refiere a la edílica).

Existe abundante literatura sobre costes de generación de electricidad, los cuales presentan una elevada dispersión en función de la fuente considerada [19]-[24]. Esto es así no sólo debido a la enorme variabilidad en las hipótesis consideradas, sino, además, a que determinadas tecnologías aún son incipientes o presentan características que condicionan notablemente los costes de generación asociados.

En el presente estudio se ha acudido en algunos casos a fuentes de referencia a nivel internacional, especialmente en lo que a expectativa de evolución de costes se refiere. También se ha consultado con tecnólogos y se han tomado valores de referencia correspondientes a centrales actualmente en funcionamiento o en construcción.

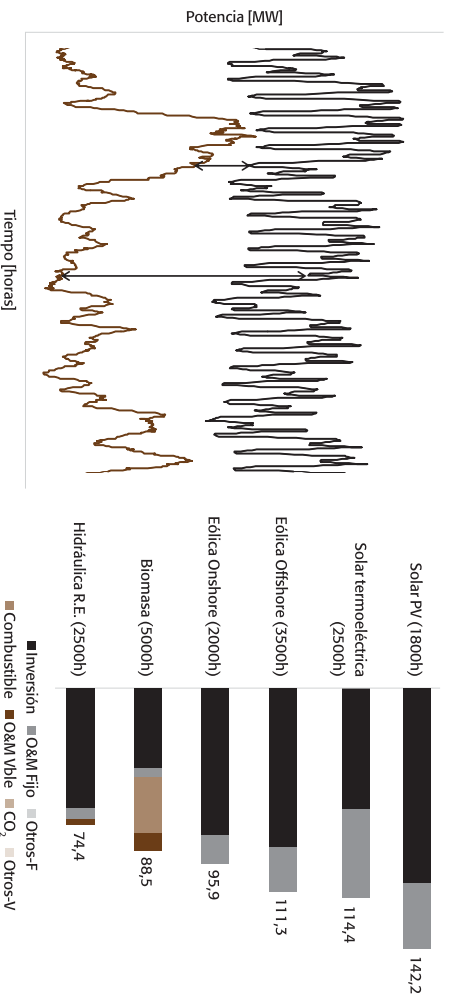
El coste unitario de generación de las tecnologías renovables está condicionado casi exclusivamente por dos factores: el coste de inversión –que determina el coste anual de cada MW instalado– y el factor de utilización –que define el reparto de este coste fijo por cada MWh–. Así pues, este coste unitario es elevado debido a los altos costes de inversión de estas tecnologías y a su bajo factor de utilización.

En el caso de los costes de inversión de las tecnologías renovables, se ha supuesto para todas ellas un proceso de desarrollo tecnológico que permite –de acuerdo con datos de la Agencia Internacional de la Energía– que sus costes de inversión se dividan entre dos y tres veces para las tecnologías solares fotovoltaica y termoeléctrica, respectivamente, respecto a sus niveles actuales.



Otro elemento importante que se debe tener en cuenta es que las tecnologías de generación renovable, salvo la hidráulica regulable, no son gestionables. Por tanto, su baja disponibilidad, y la volatilidad del recurso renovable exigen la instalación de capacidad de respaldo para garantizar el suministro con el necesario índice de cobertura. El coste adicional que supone esta capacidad de respaldo no ha sido tenido en cuenta en la Figura 22 como parte del coste individual de cada tecnología renovable. Sin embargo, el análisis integrado de cada escenario capta este efecto al incorporar la capacidad firme necesaria para garantizar el adecuado índice de cobertura.

Figura IV.2.22: Ejemplo de volatilidad de las fuentes renovables (izquierda) y coste de generación (€/MWh) por tecnología en función de las horas de funcionamiento (derecha).



En la Figura 23, aparecen las principales características de las tecnologías térmicas. En este caso, los costes reflejados sí tienen en cuenta todo el impacto económico de la generación con estas tecnologías, incluido un coste de las emisiones de CO₂ de 25 €/tonelada [20]. Sin embargo, hay que tener en cuenta que en estas tecnologías el factor fundamental de coste es el coste del combustible. Se ha utilizado como combustible de referencia (por su mayor estabilidad y mayor previsibilidad de precio) el carbón, a un nivel de 104 \$/tonelada (datos de la Agencia Internacional de la Energía). Para el gas, se ha tomado un precio que dé lugar a un coste variable (incluido el coste del CO₂) igual en un ciclo combinado y en una central de carbón, lo cual es coherente con el supuesto de la existencia de un mercado de CO₂ que promovería el cambio de las tecnologías con mayor nivel de emisiones a las de menor nivel.

IV - Trabajos elaborados
 IV.2 - El modelo eléctrico español en 2030. Escenarios y alternativas

Figura IV.2.23: Participación de las tecnologías térmicas en la cobertura de la curva monótona de demanda (izquierda), emisiones específicas (tCO₂/MWh) (centro) y coste de generación (€/MWh) por tecnología en función de las horas de funcionamiento (derecha).

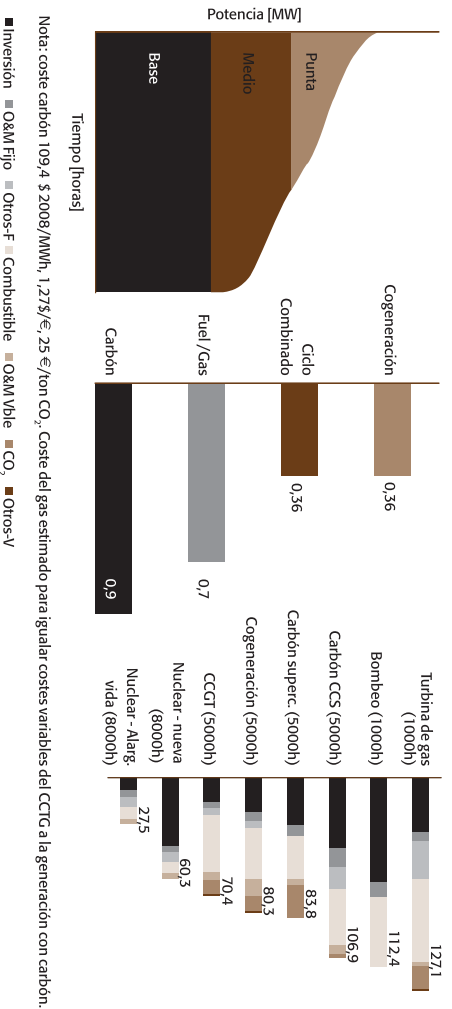


Tabla IV.2.4: Factores de utilización medios de las distintas tecnologías.

Tecnología	Factor de utilización máximo
Nuclear	91%
Carbón	91%
Ciclo combinado con turbina de gas	93%
Hidráulica R. O.	19%
Bombeo	11%
Eólica terrestre	22%
Eólica offshore	40%
Solar fotovoltaica	20%
Solar termoelectrica	26%
Hidráulica R. E.	30%
Resto régimen especial	56%
Resto renovables	50%
Cogeneración	57%

88 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

La Figura 24 recoge un resumen de otras características básicas de cada una de las tecnologías. La política energética ha de tener en cuenta también estos factores y debe realizarse un esfuerzo por cuantificar su impacto.

Figura IV.2.24: Características en términos de garantía de suministro, dependencia exterior y otras externalidades de las tecnologías que participan en el mix de generación a 2030.

	Garantía de suministro	Dependencia exterior	Otras externalidades
Tecnologías Térmicas	Máxima aportación de garantía por su alta disponibilidad y su capacidad de gestión y de regulación Su vulnerabilidad depende del suministro de materias primas	Requiere importación de mm,pp. energéticas y de tecnología Volatilidad del precio de combustible, especialmente el gas	Emissiones de CEI Protección de la industria del carbón nacional
Nuclear	Alta aportación a la garantía de suministro por su disponibilidad >90% Poco modulable Combustible abundante y procedente de países desarrollados	Tecnología casi 100% importada Sin embargo, parte importante del coste de inversión (construcción, obra civil, etc) basado en industria nacional	Nullas emisiones de CEI Genera residuos almacenables Puede generar un desarrollo importante de industrias tecnológicas asociadas
Hidráulica	Gran capacidad de regulación en el caso de la hidráulica de embalse Dependiente de la hidráulidad, factor exógeno y volátil Recurso previsible (en el corto plazo) y gestionable, pero variable	Capacidad de industria nacional Fomenta auto-abastecimiento energético	Nullas emisiones de CO ₂ Depende de pluviometría y condicionantes ambientales Recurso bastante saturado en España
Resto de renovables	Recurso energético con muy baja con tributación a la cobertura: No gestionable ni previsible Bajo factor de carga. Y desacoplado de la forma de la curva de carga	Capacidad de industria nacional en función de la tecnología (eólica muy alta, solar baja) Fomenta auto-abastecimiento energético	Nullas emisiones de CO ₂ Necesitan energías de respaldo para garantizar suministro Genera una importante industria tecnológica nacional



IV.2.3- Escenarios de mix eléctrico a 2030 y resultados

Como ya se ha descrito en la sección correspondiente a la metodología, en el presente documento se ha optado por ilustrar las distintas alternativas de planificación (y sus implicaciones económicas, ambientales y de seguridad de suministro) mediante la comparación de diversos escenarios. Cada escenario puede considerarse una propuesta posible de planificación de la capacidad de generación eléctrica para el año 2030 y los resultados numéricos que se obtienen permiten evaluar dichos escenarios en los tres ejes mencionados.

El análisis no ha pretendido apuntar a ninguno de los escenarios como “óptimo”, ni siquiera apuntar a un escenario como “mejor” que otro. Las distintas variables de valoración adquieren niveles mayores o menores en cada escenario, pero, a priori, no se pueden asignar pesos a cada variable, pues esta asignación de pesos corresponde precisamente a las decisiones de política energética. Por ejemplo, ¿cuánto mayor coste estamos dispuestos a soportar en el servicio eléctrico a cambio de disfrutar de un menor nivel de dependencia energética exterior?

En este capítulo se describen los cuatro escenarios seleccionados y los resultados de las distintas variables analizadas (económicas, ambientales y de seguridad de suministro) en cada uno de ellos.

IV.2.3.1 Descripción de los escenarios elegidos

De entre los múltiples escenarios que se han analizado, se han escogido cuatro representativos que permiten apuntar a directrices generales que pueden guiar sobre la elección de alternativas para el mix eléctrico a 2030.

Los cuatro escenarios básicos para la cobertura de la demanda se generan moviendo dos variables secuencialmente para poder estimar los impactos de cada una de ellas. Estas variables son la cobertura de la demanda con fuentes renovables, que oscila entre un 50 y un 30%, y la contribución de energía nuclear, que puede ser nula –asumiendo que su vida útil es de 40 años– o positiva –considerando un alargamiento de la vida útil hasta los 60 años o la construcción de tres grupos nucleares de 1.500 MW.



90 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

Características básicas

Escenario 1	Cobertura de la demanda con un 50% a partir de tecnologías de generación renovables Cierre progresivo de la capacidad de generación nuclear existente
Escenario 2	Cobertura de la demanda con un 50% a partir de tecnologías de generación renovables Alargamiento de la vida de las centrales nucleares existentes hasta los 60 años, excepto Carroña
Escenario 3	Cobertura de la demanda con un 30% a partir de generación renovable Alargamiento de la vida de las centrales nucleares existentes hasta los 60 años, excepto Carroña
Escenario 4	Cobertura de la demanda con un 30% a partir de generación renovable Alargamiento de la vida de las centrales nucleares existentes hasta los 60 años, excepto Carroña y construcción de hasta 3 centrales nucleares nuevas de 1.500 MW

En los escenarios 1 y 2 se establece un parque de generación renovable que satisfaga un 50% de la demanda proyectada a 2030, y un 30% de la demanda en los escenarios 3 y 4. Se ha supuesto que el régimen de funcionamiento (factor de carga, aleatoriedad de la producción) sigue, para cada tecnología renovable, un perfil similar al que ha tenido en 2009. No se ha supuesto ninguna degradación de estas variables por factores como la saturación de los mejores emplazamientos, pero tampoco se han modelado posibles mejoras de rendimiento por evolución tecnológica.

La tecnología nuclear también se introduce gradualmente en cada escenario: en el escenario 1 se supone que se ha verificado el cierre de todas las centrales nucleares antes del año 2030; en los escenarios 2 y 3 se asume el alargamiento de vida de las actuales centrales nucleares hasta los 60 años; y en el escenario 4, además de alargar la vida de las centrales actuales, se incorporan tres nuevas centrales nucleares de 1.500 MW cada una.

Se asume que el parque de generación térmico tiene capacidad de modulación para responder al “hueco térmico”. No se ha tenido en cuenta, por la complejidad de modelización que implica, el régimen de explotación del parque térmico, que da lugar a exigencias de reserva secundaria o terciaria, de funcionamiento en mínimo técnico, de arranques y paradas. Este régimen de funcionamiento tiene implicaciones en costes, en emisiones e incluso en la fiabilidad del suministro que no han sido tomadas en consideración en el presente documento, aunque indudablemente deben ser analizadas en profundidad antes de tomar decisiones de política energética.

En todos los casos, una vez satisfecha la curva de carga en energía y en potencia, se asigna un índice de cobertura de 1,1 mediante la incorporación de centrales de punta, siempre que el parque de generación correspondiente al escenario diseñado no sea suficiente para proporcionar este índice de cobertura.

IV - Trabajos elaborados
 IV.2 - El modelo eléctrico español en 2030. Escenarios y alternativas

| 91

IV.2.3.2 Resultados

Balance energético

El balance energético de cada escenario queda recogido en la Tabla 5, donde se evidencia cómo se pueden construir escenarios muy diversos que cumplan el objetivo básico de satisfacer la demanda con un adecuado índice de cobertura.

Tabla IV.2.5: Balance energético de los escenarios de mix de generación eléctrica a 2030.

Parque de generación de partida	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
Tipo	Potencia total instalada (MW)	Potencia total instalada (MW)	Potencia total instalada (MW)	Potencia total instalada (MW)
	Producción eléctrica (GWh)	Producción eléctrica (GWh)	Producción eléctrica (GWh)	Producción eléctrica (GWh)
Térmica	48.733	41.574	53.313	48.596
Nuclear	-	7.255	7.241	11.734
Centrales de punta	12.923	12.923	6.879	6.856
Hidráulica convencional	20.878	20.755	20.900	20.847
Renovables	96.242	96.238	51.511	51.509
Cogeneración	11.966	11.966	11.966	11.966
Total	190.741	190.710	151.810	151.508

La potencia total instalada a 2030 de cada uno de los escenarios pone de relieve el gran esfuerzo industrial que se deberá realizar en el periodo, al ser necesario instalar entre 3.500 MW y 5.000 MW de nueva capacidad cada año, de los cuales entre 1.300 MW y 3.500 MW serán de energías renovables.

Igualmente se observa que, independientemente del porcentaje de cobertura de la demanda con energía renovable, para asegurar la adecuada cobertura de la demanda será necesaria la incorporación de un mínimo de 35-40 GW de tecnologías térmicas en el periodo 2009-2030; es decir, la incorporación de volúmenes sustanciales de capacidad renovable (por ejemplo, el escenario 2 presenta casi 45 GW de mayor capacidad renovable que el escenario 3) no implica necesariamente un ahorro en instalación de capacidad térmica (el escenario 2 solamente tiene unos 6 GW menos de capacidad térmica, nuclear y de punta que el escenario 3). Esto es debido a la exigencia de asegurar

92 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

un adecuado índice de cobertura en cualquier escenario, cobertura a la cual las renovables contribuyen en mucho menor medida que las tecnologías convencionales.

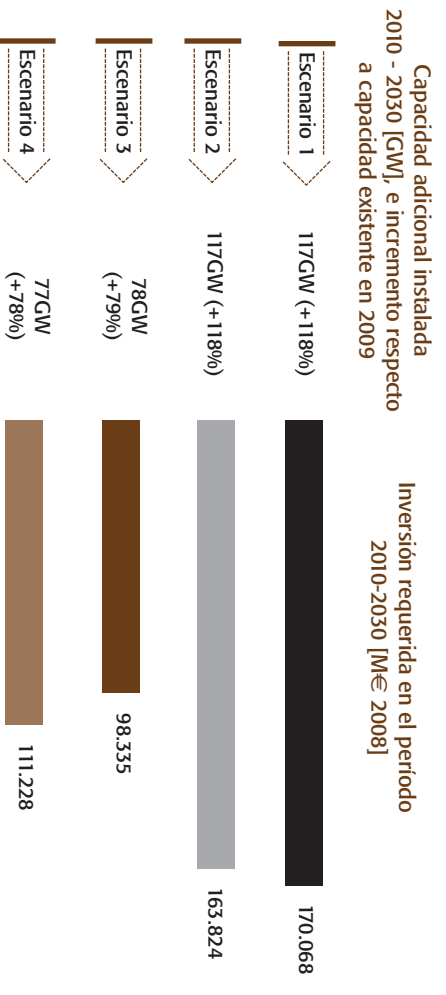
Los tres objetivos básicos de seguridad de suministro, sostenibilidad medioambiental y eficiencia económica no son necesariamente contradictorios, pero sí presentan dilemas entre ellos. Es necesario valorar cada uno de los escenarios de acuerdo con una serie de parámetros básicos económicos, ambientales y de seguridad de suministro, los cuales se revisan a continuación.

Eficiencia económica: capacidad adicional a incorporar, costes de inversión y de explotación

La eficiencia económica de cada escenario se mide en términos de inversión a realizar en potencia adicional respecto al parque de partida y en coste de generación total del parque.

Como se recoge en la Figura 25, los resultados apuntan a que será necesario instalar entre 3.500 y 5.000 MW de nueva capacidad cada año, con un nivel de inversión de entre 4.000 y 8.000 M€/año. Los escenarios con mayor proporción de renovables exigen la instalación de capacidad térmica de respaldo. En estos escenarios, en dos décadas se duplica el total de la capacidad instalada en la actualidad, añadiéndose 118 GW sobre un parque instalado actual de 99 GW, además de suponer que se han retirado un total de unos 25 GW de tecnologías que cumplen su ciclo de vida útil.

Figura IV.2.25: Capacidad adicional total a instalar en el período 2010-2030 e inversión requerida en el período para cada escenario de mix de generación a 2030.



Nota: el alargamiento de la vida de las centrales nucleares cuenta como capacidad adicional, con respecto al parque de partida

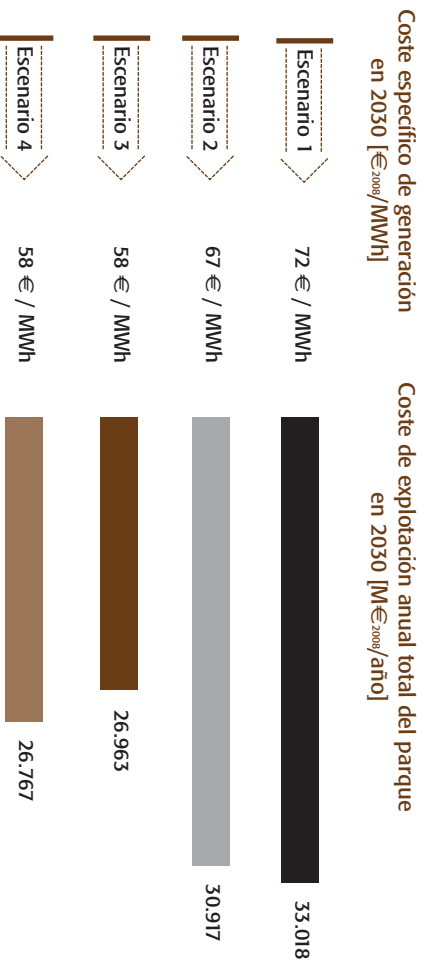


En todos los escenarios contemplados, la capacidad instalada en energías renovables, excluyendo la hidráulica convencional, experimenta un crecimiento notable, entendiendo que se trata de una fuente que ayudará a cumplir con los objetivos 20/20/20 de la Unión Europea y, en concreto, los marcados por la Directiva 2009/29/CE, que apunta a una cuota de un 20% de energía final de energía renovable. Incluso en los escenarios más conservadores en cuanto a participación de las renovables, con una penetración del 30% en 2030 (escenarios 3 y 4), la capacidad instalada de estas tecnologías se duplica respecto a la actual. Para alcanzar una proporción del 50% de energía generada con fuentes renovables (escenarios 1 y 2) es necesario casi cuadruplicar la capacidad instalada renovable, al pasar de unos 25 GW a casi 100 GW de renovables.

En términos de inversión, la diferencia máxima entre los escenarios alcanza los 70.000 M€ entre escenarios con distinto grado de cobertura de renovables, muy condicionada por la necesidad de respaldo y la instalación de tecnologías con menor utilización. En efecto, se observa cómo la diferencia de inversión requerida entre los escenarios 2 y 3, que solamente se diferencian por la proporción de renovables, alcanza los 65.000 M€.



Figura IV.2.26: Coste específico de generación y coste de explotación anual total del parque en 2030 para cada escenario.



Por otro lado, la comparación de los escenarios 1 y 2 permite comprobar que el beneficio económico de alargar la vida de las centrales nucleares reside en la posibilidad de ahorrar del orden de 7.000 M€ de inversión.

Sensibilidades que contemplan una reducción del 10% en el coste del combustible de referencia implican una reducción del 1,2% en el coste de explotación del parque, lo que se traduce en 375 M€ al año. Expresado en otros términos, sería necesario que el coste



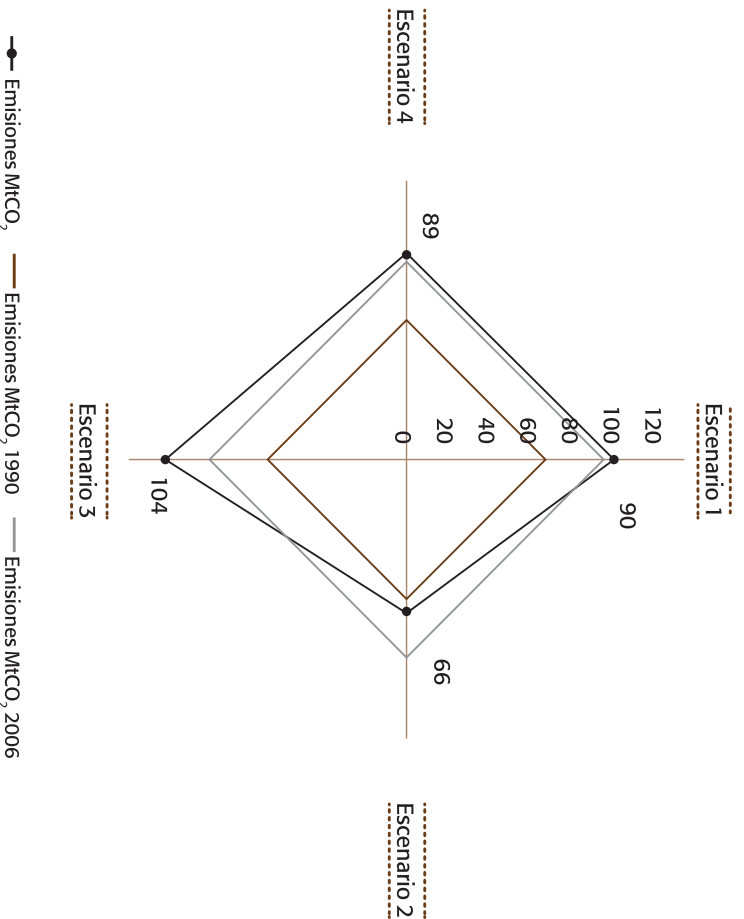
94 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

de todos los combustibles se duplicara (alcanzado el carbón precios de 220 \$/2008/ton) para que se igualaran los costes de los escenarios 2 y 3. Esto evidencia el peso decreciente de las tecnologías fósiles en la cobertura de la demanda.

Sostenibilidad medioambiental

En términos de sostenibilidad medioambiental, se han cuantificado las emisiones de GEI que resultarían de cada uno de los escenarios. La reducción de CO₂ está ligada al peso de tecnología renovable y nuclear. El escenario 2, con alta proporción de renovables (50%) y alargamiento de vida de las centrales nucleares, reduce el volumen de emisiones por debajo de los niveles de 2006, e incluso se acerca a los niveles de 1990, como se ilustra en la Figura 27.

Figura W.2.27: Emisiones de GEI para cada escenario comparado con los niveles registrados en 1990 y 2006.

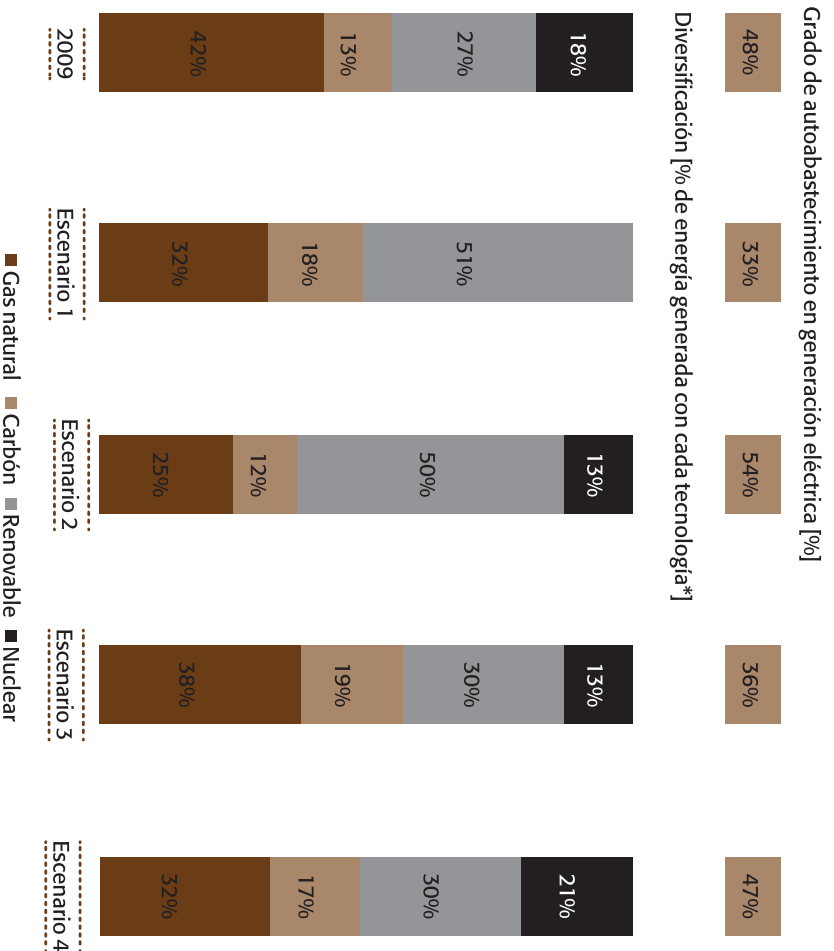


Grado de autoabastecimiento

Las fuentes renovables, junto a la energía nuclear, mejoran el grado de autoabastecimiento del parque de generación (Figura 28). De hecho, en los escenarios en los que las renovables alcanzan el 50% y se alarga la vida útil de las nucleares, el grado de autoabastecimiento de la generación eléctrica llega hasta el 54%, frente a un 48% en 2008.

Igualmente es necesario valorar que algunos escenarios presentan un mix de generación más diversificado que otros, tal y como se muestra en la siguiente figura.

Figura IV.2.28: Grado de autoabastecimiento en generación eléctrica y diversificación de cada escenario de mix de generación a 2030.



* se excluye del cálculo la generación con bombeo

96 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

El conjunto de todos estos resultados (económicos, ambientales y de seguridad de suministro) que se han ido detallando en los puntos anteriores, se recoge en la Figura 29, donde se visualiza cómo cada escenario responde ante cada uno de los ejes básicos en torno a los cuales debe articularse una planificación energética a medio plazo.

Figura IV.2.29: Resumen de resultados económicos, ambientales y de seguridad de suministro para cada escenario.

	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
Potencia adicional [2010-2030]	117 GW	117 GW	78 GW	77 GW
Inversión [2010-2030]	170.068 M€	163.824 M€	98.335 M€	111.228 M€
Costes explotación del total del parque	72€/MWh	67€/MWh	58€/MWh	58€/MWh
Emissiones	90 Mt CO ₂	66 Mt CO ₂	104 Mt CO ₂	89 Mt CO ₂
Autobastecimientos	33%	54%	36%	47%



[M-Sostenibilidad Medioambiental, E-Eficiencia Económica, A-Grado de Autobastecimiento y Diversificación]

Sensibilidad sobre la demanda

Los resultados obtenidos y los escenarios analizados han sido sometidos a muy diversos análisis de sensibilidad. Entre estos análisis de sensibilidad conviene destacar el que resulta de suponer un crecimiento de demanda menor al utilizado en el caso base.

Se ha supuesto una contracción de la demanda en 2030 del 20% respecto al caso base, utilizando como escenario de comparación el que contiene un 50% de penetración de renovables y el alargamiento de la vida de las centrales nucleares hasta los 60 años

(escenario 2). Esta hipótesis de demanda implica un crecimiento anual medio en el período 2009-2030 del entorno del 1,5%, en lugar del 2,5% del caso base.

Los resultados obtenidos en este supuesto ponen de manifiesto los importantes beneficios que se pueden alcanzar con medidas de eficiencia energética y políticas de ahorro:

- Reducción de un 30% (50.000 M€) en términos de inversión.
- Parque que requiere una capacidad instalada de un 19% (37.000 MW) inferior a la de un escenario comparable.
- Ahorro anual en costes de explotación del 27% (8.500 M€/año).

Desde el punto de vista medioambiental, se produce un ahorro en emisiones de más de 16 millones de toneladas anuales, así como un incremento del grado de autoabastecimiento de cuatro puntos respecto a un escenario comparable.

Esta sensibilidad sugiere que la eficiencia energética y el ahorro son dos vectores que deberían ser centrales a las políticas energéticas. Sin embargo, el diseño de iniciativas en este sentido es complejo por su actuación sobre sectores difusos y por la dificultad que entraña la medición de los beneficios conseguidos.



IV.2.4- Resumen de conclusiones

El análisis recogido en el presente documento ha huido, por diseño y por convicción, de un afán determinista o dirigista. No se pretende definir un parque de generación “óptimo” o de establecer unas directrices rígidas para la elaboración de una política energética. Corresponde a los poderes públicos y a la sociedad en general, decantarse por unas u otras soluciones en función del valor que se otorgue a cada una de las variables (eficiencia económica, sostenibilidad medioambiental y seguridad de suministro) por cada uno de los agentes involucrados. Pero esta labor de valoración y de establecimiento de compromisos entre variables no siempre convergentes exige la adecuada cuantificación y el análisis de los distintos parámetros, lo que ha sido el objetivo fundamental del documento.

Las valoraciones y los análisis realizados nos permiten, sin embargo, compartir algunas reflexiones que podrían servir para contribuir al debate sobre las distintas alternativas de planificación energética.

“La cobertura de la demanda con la adecuada garantía de suministro exige la participación equilibrada de todas las tecnologías disponibles.”

Los responsables de planificación energética de la Administración, los reguladores, las instituciones académicas y las empresas han debatido siempre sobre la búsqueda del “mix óptimo”. Esto lleva a cierta frustración al no poder identificarse una tecnología ideal: no existe una única tecnología de generación que resulte simultáneamente óptima desde un punto de vista económico, ambiental y de seguridad de suministro. Si existiese, se acabaría el debate sobre el mix.

Por tanto, el parque generador debe contener un equilibrio entre las diferentes tecnologías, cada una de las cuales aporta en distinta medida a cada uno de los tres objetivos básicos de la política energética. Por ejemplo, las tecnologías que aportan capacidad firme, que aseguran el suministro (básicamente nuclear y térmica), deben estar presentes en una proporción casi fija, independientemente de la participación del resto de tecnologías. En los escenarios analizados, la nueva capacidad térmica instalada en el período 2010-2030 se sitúa en un estrecho rango de 35-40 GW.

“El incremento previsto de demanda va a exigir al sector eléctrico un gran esfuerzo económico e industrial”

Independientemente de los supuestos que se utilicen para la proyección de la demanda, y a pesar de la situación actual de contracción de la misma y de exceso de capacidad, desde hoy hasta el año 2030 se va a producir un incremento de demanda muy significativo, tanto en potencia punta como en consumo de energía. En función de las hipótesis de incremento, la demanda adicional que debe cubrirse en este período se situará en el rango de 100-200 TWh. Para cubrir este incremento, teniendo en cuenta la probable retirada por obsolescencia tecnológica de buena parte de la capacidad térmica instalada actualmente, será necesario incorporar un nuevo parque de generación de varias decenas de miles de MW.

En definitiva, si se toma cualquier período largo de tiempo (20-25 años) en el pasado, al igual que ocurre en esta proyección, la industria eléctrica está obligada a un esfuerzo inversor muy considerable. Y este esfuerzo inversor va acompañado de una exigencia industrial (ingeniería, montaje, I+D+i) que no puede improvisarse.

En la proyección que nos ocupa, este esfuerzo inversor se ha cuantificado en un rango de 100.000-170.000 M€, que implica una exigencia industrial de abordar la instalación de 3.000-5.000 MW de nueva capacidad de generación todos los años.

“Las energías renovables jugarán un papel fundamental en la aportación de nueva generación eléctrica y contribuirán decisivamente a satisfacer los objetivos ambientales.”

Es incuestionable que las energías renovables juegan ya hoy un papel protagonista en la configuración del parque de generación. Ya no pueden considerarse tecnologías novedosas y experimentales, sino parte esencial de un parque de generación equilibrado y eficiente. En cualquier escenario de planificación, es fundamental la participación de las energías renovables en el esfuerzo industrial e inversor.

Además, los objetivos medioambientales a los que se ha comprometido la Unión Europea exigen la participación de las energías renovables en el mix de generación. Solamente en alternativas con alta proporción de renovables y nuclear podría reducirse el volumen de emisiones de gases de efecto invernadero respecto al nivel de 2006, e incluso acercarse a los niveles de 1990.

En este sentido, la industria renovable española afronta un período de consolidación como parte del mix energético y de crecimiento para satisfacer las necesidades de la

100 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

demanda. En cualquier escenario de futuro, entre un 40 y un 70% de la nueva capacidad instalada será renovable y supondrá entre un 50 y un 80% de la nueva inversión en generación.

Por otro lado, la presencia creciente de tecnologías renovables refuerza la exigencia de inversión, puesto que al tratarse generalmente de fuentes de energía no gestionables, la instalación de capacidad renovable obliga a la existencia de capacidad térmica de respaldo. Por este motivo, y por el bajo factor de carga de las tecnologías renovables, los escenarios con mayor proporción de renovables multiplican el esfuerzo que debe acometer el sector eléctrico. En los escenarios analizados se pone manifiesto que el incremento en 20 puntos de la participación de las energías renovables en la generación eléctrica da lugar a necesidades de inversión superiores en casi 70.000 M€, como consecuencia de la instalación de 45 GW adicionales de capacidad.

No puede olvidarse que una alta participación de energías renovables en el mix de generación impone dificultades y restricciones a la explotación del sistema eléctrico. En particular, la naturaleza volátil y no gestionable de estas fuentes puede dar lugar a situaciones de riesgo para la seguridad del suministro eléctrico, si no se dispone de las infraestructuras necesarias. Desde este punto de vista, para alcanzar una proporción de renovables en el parque generador muy superior a la actual, debe considerarse como condición previa la existencia de interconexiones mucho más robustas entre la península Ibérica y el resto de Europa e incrementar la capacidad de almacenamiento.

“No se puede descartar la tecnología nuclear como una alternativa de futuro.”

La energía nuclear como alternativa de generación de energía eléctrica ha sido objeto de controversia desde sus primeros desarrollos. Es incuestionable que su presencia en el mix genera opiniones y percepciones muy divergentes, que deben resolver los poderes públicos y la sociedad civil. Está muy lejos del objetivo del presente documento el responder a todos los matices de este debate, pero los análisis realizados ponen de manifiesto algunos factores que podrían contribuir a aclarar ciertos elementos cuantificables del problema.

Los escenarios que contemplan la participación de la energía nuclear presentan menores costes y también contribuyen a la reducción de emisiones. Esto es particularmente cierto cuando se compara el alargamiento de vida de las centrales nucleares hoy existentes con cualquier alternativa de instalación de nueva capacidad. El alargamiento de vida de las centrales nucleares actualmente existentes en España permitiría ahorrar 7.000 M€ en inversiones y reduciría la factura eléctrica en más de 2.000 M€ anuales.

“La eficiencia energética debe tenerse en cuenta como un elemento eficaz en la planificación energética.”

La eficiencia energética forma parte de cualquier programa de planificación energética. No hay duda de que la posibilidad de obtener los mismos grados de desarrollo y confort con menor consumo de energía debería figurar como un objetivo básico para garantizar la sostenibilidad de nuestra economía en el largo plazo.

El dilema que siempre se ha planteado respecto a esta cuestión es cómo conseguir resultados tangibles, medibles y económicamente eficientes mediante las distintas alternativas de programas que existen. El presente estudio no ha abordado este asunto, que debería ser objeto de un análisis de tipo tecnológico y económico muy diferente al que aquí se plantea; pero sí se ha intentado cuantificar la magnitud de la oportunidad.

Escenarios que contemplan un ahorro del 20% en la demanda respecto al escenario base, ponen de manifiesto los importantes beneficios que se pueden alcanzar con medidas de eficiencia energética y políticas de ahorro: se observa una reducción de un 30% (50.000 M€) en términos de inversión y un ahorro anual de un 27% (8.500 M€) en costes de explotación. Medioambientalmente se produce un ahorro en emisiones de más de 16 M toneladas anuales, así como un incremento del grado de autoabastecimiento de cuatro puntos, respecto al escenario comparable.

“La complejidad del sector da lugar a que cualquier alternativa de generación en el largo plazo tenga implicaciones diversas en otras actividades.”

Las distintas alternativas de parque de generación eléctrica dan lugar a diferentes requerimientos en cuanto a redes de transporte y distribución de gas y electricidad, con impactos muy significativos de coste e inversión para el sistema.

Adicionalmente, las condiciones de explotación en cada escenario podrían dar lugar a costes elevados y a situaciones de riesgo para la garantía de suministro, si se producen transiciones bruscas en la producción aportada por determinadas fuentes no gestionables. Estos ajustes abruptos demandan programas de generación flexibles, con numerosas subidas y bajadas de carga, mayores volúmenes de reserva rodante y reserva fría, la operación de centrales térmicas en situación de “mínimo técnico” o la intensificación de la programación de centrales por restricciones, así como una operación no óptima de las centrales térmicas. Esto puede dar lugar a un incremento de costes de combustible y de costes operativos, así como a una degradación de los equipos, que provoca menor fiabilidad y un incremento en las inversiones de mantenimiento.

102 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

Esto debe ser tomado en consideración cuando se evalúan las distintas alternativas y entendiendo que la importancia de estos efectos sobre la explotación se acentúa con una mayor penetración de fuentes no gestionables, la desaparición del exceso de capacidad del que disfruta el sistema actualmente y una situación de isla eléctrica. La capacidad de interconexiones de la península Ibérica con el resto de Europa y con el Norte de África es un factor clave de diseño de nuestra política energética y debe ir íntimamente ligado a los compromisos que se adopten en las políticas energéticas.

“Hay que actuar ya!”

Puestas las alternativas sobre la mesa y sea cual sea el escenario que elijamos, estamos en un momento crucial en el que es preciso tomar decisiones. El mix energético español de hoy es diversificado y responde a nuestras necesidades, pero nuestras expectativas y nuestros compromisos en 2030 serán diferentes y es preciso saber hacia qué escenario queremos caminar y empezar a actuar ya, para que los agentes puedan programar sus decisiones de inversión para los próximos cinco a 10 años. Sólo una planificación energética a largo plazo, independiente de las alternancias de signo político y que se considere parte estratégica de las políticas de Estado constituye una base sólida y atractiva para que los actores privados decidan acometer estas inversiones con confianza.

En cualquiera de los escenarios, todas las energías tendrán un papel importante y significativo en el diseño de un modelo eléctrico español que garantice a las generaciones venideras el suministro, la eficiencia económica y la sostenibilidad medioambiental del sistema.



REFERENCIAS

- [1] Energy efficiency: deliveing the 20% target – Communication from the Commission, Brussels, 13-11-2008, COM (2008) 772 final.
- [2] Directive 2009/28/EC of the European Parliament of the Council of 23 april 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/777/EC and 2003/30/EC, OJ L 140, 5-6-2009.
- [3] Directive 2009/29/EC of the European Parliament of the Council of 23 april 2009 amending Directive 2003/87/EC so as to improve and extend the greenhouse gas emission allowance trading scheme of the Community, OJ L 140, 5-6-2009.
- [4] “Roadmap 2050: a practical guide to a prosperous, low-carbon Europe”, april 2010.
- [5] B. Obama and J. Biden, “New Energy for America”, 2008.
- [6] International Energy Agency, “Key Statistics 2009-Reference Scenario 2030”.
- [7] OCDE/International Energy Agency, “How the Energy Sector can Deliver on a climate agreement in Copenhagen”, october 2009.
- [8] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (MITYC), “Energías renovables: situación y objetivos”, abril 2010.
- [9] CNE, “Informe complementario a la propuesta de revisión de la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2008. Precios y costes de la generación de electricidad”.
- [10] Fondo Monetario Internacional (FMI), “World Economic Outlook Database”, octubre 2009.
- [11] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (MITYC), “Estrategia integral para el vehículo eléctrico”, abril 2010.
- [12] Red Eléctrica de España (REE), “El Vehículo Eléctrico”, “Integración en el sistema eléctrico”, “Visión del operador del sistema”, enero 2010.
- [13] Red Eléctrica de España, “El sistema eléctrico Español. Informes 1995-2008”.

104 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

- [14] Senter Novem, Implementing smart metering infrastructure at small-scale customers, 2005.
- [15] Sustainability first, G. Owen and J. Ward, "Smart Meters: Commercial, Policy and Regulatory Drivers", 2006.
- [16] Sustainability first, G. Owen and J. Ward, "Smart Meters in Great Britain: the next steps?", 2007.
- [17] Department of Energy and Climate Change (DECC), "Impact assessment of a Great Britain-wide Smart Meter roll out for the domestic sector", 2009.
- [18] Union for the Co-ordination of Electricity (UCTE), "System adequacy forecast 2009-2020", january 2009.
- [19] International Energy Agency, "World Energy Outlook 2008".
- [20] International Energy Agency, "World Energy Outlook 2009".
- [21] European Commission, "Directorate Gral. Energy & Transport, Trends to 2030". Update 2007.
- [22] International Energy Agency and Nuclear Energy Agency, "Projected Costs of Generating Electricity", 2010 edition.
- [23] "Prospectiva de generación eléctrica 2030", UNESA (2007).
- [24] "Mix de Generación en el sistema eléctrico español en el horizonte 2030", Foro de la Industria Nuclear Española (2007).



IV. 3- La regulación del sector eléctrico con alta penetración de energías renovables

IV.3.1 - Introducción

La exigencia, en el marco de los objetivos 20/20/20 de la UE, de una cuota de al menos un 20% de participación de las energías renovables en el consumo de energía final implica una penetración de estas energías en el mix de generación eléctrica del orden de 35/40%. Por otro lado, la generación eléctrica con energías renovables (eólica y solar) presenta un coste medio de generación más elevado que el de la generación convencional; únicamente la generación con eólica “on-shore” (y en algunos casos “off-shore”) en emplazamientos de alta calidad está convergiendo en su coste medio de generación con la generación convencional. Además, el sobrecoste de la incorporación de energías renovables en la generación eléctrica no se reduce al coste “directo” de generación. El sistema eléctrico soporta costes indirectos asociados a la gestión de la fiabilidad del sistema, la explotación técnicamente menos eficiente del parque de generación convencional y las inversiones y explotación de las redes de transporte y distribución.

La entrada de una capacidad de generación con costes medios de generación más elevados que el coste marginal a largo plazo de generación eléctrica (con el que se alinean los precios medios a largo plazo del mercado de electricidad) requerirá de un marco regulatorio específico que estabilice los incentivos necesarios. Por otro lado, también la regulación de la gestión de la fiabilidad del sistema y el marco de incentivos a la inversión y explotación eficiente en las redes de transporte y distribución deberán modificarse para acomodar una elevada penetración de las energías renovables en el mix de generación eléctrica. Por último, el coste variable prácticamente nulo de la generación con energías renovables (eólica y solar), su variabilidad y la imposibilidad de almacenar el recurso energético utilizado (con la excepción de la generación eléctrica termosolar), aconsejan la reforma de algunas reglas de funcionamiento de los mercados mayoristas de energía eléctrica.

106 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

IV.3.2- Los costes de la incorporación de energías renovables en la generación eléctrica

Pueden considerarse tres tipos de costes atribuibles a la incorporación de energías renovables en la generación eléctrica. En primer lugar, el coste “directo” de generación; en segundo lugar, los “costes indirectos” que el sistema eléctrico soporta, imputables a la integración de las energías renovables (costes suplementarios en la gestión de la fiabilidad del sistema e ineficiencias asociadas a la explotación técnicamente subóptima del parque de generación convencional y a la posibilidad de vertidos); en tercer lugar, el coste suplementario, imputable a la integración de las energías renovables, relativo a la inversión, operación y mantenimiento de las redes de transporte y distribución.

IV.3.2.1 - El coste “directo” de generación con energías renovables

La generación eléctrica con energías renovables presenta un coste variable prácticamente nulo (para las energías eólica y solar) pero un coste medio superior al de la generación convencional (gas, carbón, nuclear), con la excepción de la generación con energía eólica (sobre todo “on-shore”) en emplazamientos de alta calidad, cuya competitividad-coste está convergiendo con la de la generación convencional.

La estimación de este sobre coste (fundamental para la determinación de la cuantía de las ayudas necesarias para la introducción de las energías renovables) dependerá lógicamente de la metodología utilizada en el cálculo de los costes medios de generación con las diferentes tecnologías y de las hipótesis utilizadas sobre la evolución a largo plazo de los principales parámetros determinantes del coste de generación. La métrica más utilizada para comparar los costes medios de generación con diferentes tecnologías es el “Levelised Cost of Electricity” (LCOE). El LCOE puede definirse como el precio medio real de la electricidad a lo largo del periodo de vida de la correspondiente instalación de generación eléctrica que conduce a un valor actualizado neto (VAN) nulo para la inversión en dicha instalación. Es decir, el LCOE es el precio medio de la electricidad a lo largo de la vida del activo de generación que permite la recuperación de la totalidad de los costes.

En el Cuadro nº1 del Anexo aparecen estimaciones del coste medio de generación (LCOE) correspondientes a las diferentes tecnologías que ofrecen dos prestigiosas instituciones. En la primera columna se recogen las estimaciones del coste medio de generación convencional (gas, carbón, nuclear) realizadas por el Massachusetts Institute of Technology (MIT)²². La segunda y tercera columna muestra los valores medianos de las estimaciones (en dos

²² MIT (2009); Du y Parsons (2009)



hipótesis de tipos de descuento) de los costes medios de generación (LCOE) de las diferentes tecnologías de generación convencional y generación con renovables recogidas en la edición 2010 de la Agencia Internacional de la Energía (IEA) y la Agencia de Energía Nuclear (NEA), "Projected costs of generating electricity"²³. Las columnas cuatro y cinco recogen los datos aportados por Euroelectric para la mencionada publicación de la IEA/NEA. En ella se ofrecen estimaciones de los LCOE de las diferentes tecnologías de generación de base para las nuevas inversiones en activos de generación contratados antes de 2015 (es decir, con el estado de la tecnología y el impacto del efecto aprendizaje estimados para esa fecha). También se incluyen, sin embargo, estimaciones para el coste de generación con carbón y captura y confinamiento de CO₂, tecnología que se supone explotable comercialmente antes de 2020. Este estudio incluye a 21 países y recoge datos sobre 190 centrales. Las estimaciones de los LCOE están armonizadas por una metodología común e hipótesis unificadas sobre algunos parámetros esenciales.

El examen del Cuadro nº1 conduce a considerar como valor central del coste medio de generación de las tecnologías de generación convencional, una cifra del orden de los 80\$/MWh (alrededor de 70€/MWh, con tipos de cambio €/\$/ alineados con la actual paridad de poder de compra estimada en 1,15 €/\$/; la estimación de BNP Paribas es de 1,14 \$). No obstante, la variabilidad de las estimaciones con el tipo de descuento es muy elevada para las tecnologías intensivas en capital como la nuclear (cuyo LCOE estimado varía en una banda entre 60/105 \$/MWh).

Los principales factores determinantes del coste medio de generación con energía nuclear son el coste de la inversión, el plazo de construcción y el coste de capital (WACC); las hipótesis sobre el valor de estos parámetros no difieren sustancialmente en las estimaciones del MIT y de IEA/NEA. La cifra ofrecida para los costes de inversión "overnight" por el MIT es de 4.101,5 \$/KW y la hipótesis de la IEA/NEA es de 4.000 \$/KW. El período de construcción considerado por el MIT es de cinco años, y el "lead time" de la inversión recogido en el estudio IEA/NEA es de siete años. El coste de capital (WACC) considerado en el estudio del MIT es de un 10% nominal (con una hipótesis de tasa de inflación del 3%), mientras que en el estudio de IEA, se realizan estimaciones con dos hipótesis de tipo de descuento (real), 5% y 10%. Existe, sin embargo, una diferencia significativa entre los dos estudios en relación al coste de capital. Mientras que las estimaciones del estudio de IEA/NEA consideran las mismas hipótesis de tipo de descuento para las distintas tecnologías, en el estudio del MIT la hipótesis de coste de capital para la generación con energía nuclear (10% nominal) es superior al valor considerado (7,8%) para la generación con gas y carbón. El establecimiento de un diferencial positivo para el coste

de capital de la generación con energía nuclear parece la opción más correcta; de esta manera se refleja el mayor riesgo asociado a la más elevada intensidad de capital de esta tecnología, la mayor incertidumbre de su proceso de inversión (coste y plazos de construcción), su menor cobertura natural del riesgo de mercado y su mayor riesgo regulatorio. Es cierto que el efecto aprendizaje sobre los riesgos de construcción de las centrales nucleares de tercera generación será intenso a medida que se repita la inversión en reactores similares pero, por otro lado, la eventual consolidación de un “renacimiento nuclear” tenderá a provocar una presión alcista sobre los costes derivada de la escasez de recursos humanos e ingeniería especializados así como de materiales específicos.

En el caso de la generación con gas y carbón, las estimaciones son particularmente sensibles a la hipótesis de precios de los combustibles y de los derechos de emisión de CO₂. Tampoco en este caso, las cifras consideradas en ambos estudios difieren sustancialmente. En el estudio del MIT la hipótesis del precio del gas para los EEUU es de 7\$/M. Btu y en el estudio de IEA/NEA esta cifra es de 7,78 \$/M. Btu. En cuanto a la hipótesis del precio del CO₂, es de 25 \$/t en el primer estudio y de 30\$/t en el segundo. La hipótesis sobre precios del gas tienden a alinearse sobre los puntos máximos de su evolución histórica, algo que parece razonable dada la previsible escasez a medio plazo en el mercado de hidrocarburos, cuando la recuperación económica mundial se consolide. Aunque, si se aceptan las estimaciones del coste de producción de petróleo no convencionales (en torno a 120 \$/baril) ofrecidas por la AIE, tampoco parece probable la consolidación a largo plazo de precios medios de hidrocarburos alineados con cifras muy superiores a los 150 \$/baril. En cuanto al precio del CO₂, la volatilidad del precio de los derechos de emisión en el mercado y el escaso alcance geográfico del mismo (Europa representa el 15% de las emisiones mundiales de CO₂) dificultan la calificación de las hipótesis utilizadas en ambos estudios. Si el criterio que se impusiese en el futuro fuese el establecimiento de un impuesto sobre las emisiones de CO₂ equivalente al coste de las emisiones evitadas con la tecnología de captura y confinamiento de carbono (si esta tecnología se consolida a escala comercial), el precio (impuesto) del CO₂ se podría situar en torno a los 50 \$/t. En todo caso, dados los objetivos acordados en Copenhague (incremento máximo de la temperatura de 2°C en 2050) y el extraordinario esfuerzo requerido, según la A.I.E., para alcanzar este objetivo a nivel global (reducción de las emisiones entre un 50% y un 80%) y a nivel europeo (reducción de al menos un 75% para 2050), las hipótesis de ambos estudios sobre la evolución a largo plazo del precio del CO₂ son claramente moderadas. Por otro lado, la incorporación de la tecnología de captura y confinamiento de carbono aumentaría sensiblemente la intensidad de capital de la generación con gas y sobre todo con carbón, lo que afectaría previsiblemente a su coste de capital.



Es importante señalar, sin embargo, que las estimaciones de costes medios de generación, tanto en el estudio del MIT como en el de IEA/NEA, consideran un "load factor" para la generación con gas, carbón y energía nuclear de un 85%. Con una penetración elevada de energías renovables, sin embargo, la capacidad de generación gestionable (gas, carbón) tendrá un "load factor" medio más reducido y la capacidad de generación nuclear se verá también sometida a costes complementarios (derivados de una explotación menos eficiente o de los pagos asociados a precios mayoristas negativos, si estos existen). En ambos casos el LCOE estimado se incrementaría. Por otro lado, de los comentarios anteriores, se deduce que la probabilidad de desviación al alza de las hipótesis consideradas en ambos estudios es superior que la de desviación a la baja.

Del examen del Cuadro n^o1, se deduce que tanto las estimaciones de los valores medianos del estudio IEA/NEA, como los datos aportados por Euroelectric a este estudio, indican la existencia de un significativo diferencial positivo entre los costes medios (LCOE) de generación con energías renovables y los costes medios de generación convencional, aunque los órdenes de magnitud de este sobrecoste son muy diferentes para la generación con energía eólica y energía solar.

La estimación del coste medio de generación (LCOE) con energías renovables (eólica y solar), dado el coste nulo del combustible, depende esencialmente de las hipótesis retenidas de coste de inversión, tipo de descuento y "load factor". Una parte importante de las diferencias en las estimaciones del coste medio de generación con renovables se explica por las notables diferencias en las hipótesis relativas al "load factor". En el Cuadro n^o1, por ejemplo, la gran diferencia en el coste estimado de generación con energía fotovoltaica entre la columna de valores medianos del estudio de la IEA/NEA y los datos de Euroelectric, se debe únicamente a sus diferentes hipótesis sobre el "load factor" (13% en el primer caso y 23% en el segundo), ya que en ambos casos se considera un coste de inversión ("overnight") de 6.000 \$/kW. También, la diferencia en las hipótesis sobre el "load factor" (26% en el primer caso y 21% en el segundo) explican en gran parte las diferentes estimaciones del coste medio de generación con energía eólica "on-shore", aunque para esta tecnología también son distintas las hipótesis de coste de inversión "overnight" (2.350 \$/kW en el primer caso y 1.952 \$/kW en el segundo).

Estimaciones de otras fuentes ponen de manifiesto la sensibilidad del coste medio de generación con energía eólica "on-shore" y "off-shore" a la calidad de los emplazamientos, medida por el "load factor" (o, de forma equivalente, por las horas de funcionamiento). Boccard²⁴ ofrece estimaciones del coste medio de generación (LCOE) con energía

²⁴ Boccard 2010 (2)

110 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

edíca "on-shore" y "off-shore" en función de las horas de funcionamiento: estos costes son, para la edíca "on-shore", 46 €/MWh (para 3.000 h. de funcionamiento), 68 €/MWh (2.000 h.) y 137 €/MWh (1.000 h.); en el caso de la energía edíca "off shore", los costes serían 90 €/MWh (3.000 h.), 135 €/MWh (2.000 h.) y 270 €/MWh. (1.000 h.).

Las hipótesis de coste de inversión considerados por Bocard (1.100 €/kW para la edíca "on-shore" y 2.000 €/kW para la edíca "off-shore") son significativamente más bajas que las consideradas por Euroelectric en su aportación al estudio de la IEA/NEA (1.952 \$/kW para la edíca "on-shore" y entre 3.464-4.409 \$/kW para la edíca "off-shore") lo que conduce a estimaciones del coste medio de generación también inferiores (Bocard retiene una tasa de descuento del 7,5% real, intermedia entre las dos consideradas en el estudio de la IEA/NEA). Roques y otros²⁵, en función de los datos históricos del periodo 2006-2007, estiman los siguientes "load factor" medios de instalaciones "on-shore" para diferentes países europeos: España (22,9%), Alemania (19,5%), Austria (22,9%), Dinamarca (24,2%) y Francia (21,4%). Según Bocard²⁶, el "load factor" de las instalaciones edícas "on-shore" en España en el periodo 1999-2008 habría tenido un valor medio de 24,9% (superior al atribuido por las estimaciones de Roques y otros), mientras que en Alemania esta cifra (para el periodo 2005-2008) habría sido un 19%. Si se sigue el criterio de Bocard, estos "load factors" conducirían a costes medios de generación con energía edíca "on-shore" para los países mencionados entre 65/80 €/MWh (situándose España en el extremo inferior de la banda). Las estimaciones de la Asociación Europea de Energía Edíca (EWEA)²⁷ para coste medio de generación con energía edíca "on-shore" (para un tipo de descuento del 7,5%) varían entre 50/65 €/MWh en el caso de emplazamientos costeros ventosos y 70/100 €/MWh para emplazamientos de baja velocidad media del viento (reducido número de horas funcionando a plena capacidad) con un valor medio para emplazamientos de velocidad media del viento del orden de 70 €/MWh. Las estimaciones del coste medio de generación con energía edíca "off-shore" de la EWEA para una selección de emplazamientos europeos se encuentran en una banda entre 60/90 €/MWh; el mayor "load factor" compensa parcialmente el más elevado coste de la inversión (la inversión en instalaciones "off-shore", tanto en la hipótesis de Euroelectric como de Bocard, sería alrededor de un 80% superior a la inversión en instalaciones "on-shore", mientras que el "load factor" se estima en torno al 35/40% en el primer caso y en una banda de valores medios entre 20/25% en el segundo caso).

25- Roques y otros (4)
26- Bocard 2010 (2), Bocard
27- EWEA 2009



En resumen, en función de las hipótesis de Boccard (coincidentes en gran medida con las de EWEA) que considera un coste de inversión en las instalaciones eólicas “on-shore” de 1.100 €/kW y una tasa de descuento del 7,5%, para unos “load factors” en una banda del 20/25%, los costes medios de generación eólica “on-shore” estarían en una banda entre 65/80 €/MWh. Para una banda de “load-factors” similar (20/25%) pero con las hipótesis de costes de inversión significativamente más elevados utilizadas en el estudio de IEA/NEA (para valores medianos y Euroelectric) los costes medios de generación con energía eólica “on-shore” variarían entre 85-100 €/MWh (para una tasa de descuento del 5%) y 120-135 €/MWh (para una tasa de descuento del 10%). En el caso de la generación eléctrica con energía eólica “off-shore”, la estimación de Boccard (con unas hipótesis de coste de inversión de 2.000 €/kW, tipo de descuento del 7,5% y un número de horas de utilización de la capacidad equivalentes a un “load factor” del 34%) conduce a una cifra de 90 €/MWh. La estimación de Euroelectric, en el estudio de IEA/NEA, considera diferentes hipótesis para las instalaciones eólicas “off-shore” cercanas o alejadas. En el primer caso (coste de inversión de 3.464 €/kW y “load factor” del 37%), el coste medio de generación variaría entre 120,93 €/MWh (para una tasa de descuento del 5%) y 162,89 €/MWh (para una tasa de descuento del 10%); en el segundo caso (coste de inversión de 4.409 €/kW y “load factor” del 43%), el coste medio de generación variaría entre 137,17 €/MWh (para una tasa de descuento del 5%) y 182,13 €/MWh (para una tasa de descuento del 10%). Las estimaciones de Euroelectric, por tanto (a tipos de cambio euro/dólar alineados con una estimación de la paridad de poder de compra de 1,15) varían en una amplia banda entre 105 €/MWh y 158 €/MWh.

Las estimaciones del coste medio de generación eléctrica con energía solar (fotovoltaica y termosolar) son también extremadamente sensibles al “load factor” considerado. Como ya se ha señalado, la elevada cifra ofrecida en el estudio IEA/NEA (valores medianos) para el coste medio de generación con energía fotovoltaica se explica por la hipótesis de “load-factor” (13%) retenida. Las estimaciones de Euroelectric (en sus estimaciones para el estudio de IEA/NEA) para el coste medio de generación con energía fotovoltaica son muy inferiores ya que consideran un “load factor” del 23%. En el caso de la generación termosolar (con un coste de inversión considerado de 5.255 €/kW y un “load factor” del 32%), lógicamente el coste medio de generación estimado es más reducido. Sin embargo, Euroelectric, en un estudio diferente, estima costes medios de generación más elevados, tanto para la generación eléctrica con energía fotovoltaica (448 €/MWh) como termosolar (453 €/MWh), con un tipo de descuento considerado del 9% en términos reales. En cualquier caso, se estima que la curva de aprendizaje para ambas tecnologías (fotovoltaica y termosolar) presenta una aguda pendiente. En el estudio de Euroelectric²⁸

²⁸ Euroelectric 2010 (2)

112 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

señalado se anticipa una reducción del coste medio de generación (LCOE) entre 2010/2030 para la generación fotovoltaica de un 29% y de un 38% para la termosolar. Hasta el momento, la reducción más intensa de los costes se ha registrado en la generación fotovoltaica, donde se han alcanzado ya cifras inferiores a las reflejadas en los estudios citados; el avance en la curva de aprendizaje de la generación termosolar será previsiblemente más lento, dado el mayor peso que en su inversión tienen los equipos convencionales, y el sobrecoste que implica la inversión en almacenamiento (si se aborda), el autoconsumo de energía (p. ej. en calentamiento de fluidos para evitar su solidificación) y la menor eficiencia en la utilización de gas para generar electricidad en las horas nocturnas (si se utiliza). En el análisis de la competitividad-coste de la generación fotovoltaica será crecientemente relevante la comparación de su coste medio de generación con el correspondiente al de la generación convencional en "paridad de red"; en instalaciones locales de generación/consumo (como p. ej. los paneles solares en edificios para autoconsumo de electricidad) el coste medio de generación fotovoltaica deberá compararse con la suma del coste medio de generación convencional más el coste de transporte y distribución. Para este tipo de aplicaciones, la convergencia del coste de generación fotovoltaica con el coste de generación convencional (en términos de "paridad de red") es posible en un horizonte temporal más corto (sobre todo si el desplazamiento en la curva de aprendizaje continúa a un ritmo cercano al registrado en los últimos años).

La comparación de costes de generación en el estudio de IEA/NEA (valores medianos y Euroelectric) considera el mismo tipo de descuento para las diferentes tecnologías. En el caso de las energías renovables, el tipo de descuento considerado dependerá del marco de incentivos que se les aplique. Si el incentivo es una tarifa, el riesgo a reflejar en el tipo de descuento (MACC) será esencialmente el riesgo regulatorio. Cuando la retribución tiene un componente fijado administrativamente (p. ej. prima o tax-credit), pero además depende de la evolución del precio de mercado, al riesgo regulatorio se le añade el riesgo de mercado (de precios) por lo que el tipo de descuento considerado debe ser superior. En un marco de incentivos como el de los "Renewable Obligations Certificates" ("Certificados verdes") del Reino Unido el riesgo de precio será doble (el correspondiente al mercado de "certificados verdes" y, además, el relativo al mercado mayorista de energía eléctrica). Por otro lado, en todos los casos (excepto cuando el incentivo se establezca en función de la capacidad instalada) existirá lógicamente un riesgo de cantidad.

Como conclusión, puede considerarse una cifra del orden de los 70 €/MWh como una referencia para el coste medio de la generación convencional (LCOE). Sin embargo, de los comentarios anteriores se deduce que la probabilidad de desviación al alza en relación a esta estimación de coste es mayor que la probabilidad de desviación a la baja. Con esta referencia, aunque, como se ha visto, las estimaciones para el coste medio de

IV - Trabajos elaborados

IV.3 - La regulación del sector eléctrico con alta penetración de energías renovables

113

generación con energías renovables presentan notables diferencias, únicamente podría considerarse a la generación con energía eólica “on-shore” en emplazamientos de alta calidad (alto “load factor”) como competitiva en términos de coste con la generación convencional. Además, en países como España, que han avanzado más en el desarrollo de la generación eólica “on-shore”, el coste medio de generación para la capacidad adicional tenderá a ser más elevado. Por otro lado, la elevada pendiente de nuestra plataforma continental implicará costes de inversión elevados para la generación eléctrica con energía eólica “off-shore”, lo que colocará el coste de generación con esta tecnología en nuestro país en la parte más alta de la banda de costes considerada. En cuanto a la generación eléctrica con energía solar (fotovoltaica y termosolar), incluso contando con su evolución en la curva de aprendizaje, seguirá existiendo un significativo sobre coste de generación (más elevado que en las energías eólicas “on-shore” y “off-shore”) en relación con la generación convencional, tanto a medio como a largo plazo. Aunque con menor pendiente, también las tecnologías de generación convencional poseen una curva de aprendizaje que tenderá a presionar a la baja sus costes medios de generación (sobre todo en la tecnología nuclear de 3ª Generación).

IV.3.2.2- Costes “indirectos” (soportados por el sistema eléctrico) atribuibles a la integración de energías renovables.

IV.3.2.2.1 - Sobre costes inducidos en la gestión de la fiabilidad del sistema

La “fiabilidad” del sistema puede ser definida como la garantía de suministro eléctrico al consumidor con un determinado “standard” de continuidad (probabilidad de interrupciones) y con un grado aceptable de estabilidad en la tensión y la frecuencia. La “North American Electric Reliability Corporation”²⁹ (NERC)³⁰ considera dos dimensiones de la fiabilidad del sistema: “Operational Reliability” (anteriormente denominada “Security”), definida como la capacidad del sistema para soportar interrupciones repentinas como los cortocircuitos eléctricos y caídas no anticipadas de componentes del sistema y “Adequacy”, definida como la capacidad del sistema de suministrar la potencia y energía agregadas requeridas por los consumidores en todo momento, teniendo en cuenta las paradas programadas y las razones esperadas de paradas no programadas de componentes del sistema. El Consejo de Reguladores Ibérico³¹, a su vez, considera tres dimensiones de la fiabilidad del sistema: “Seguridad”, definida como la disposición de capacidad de producción y procedimientos de operación para garantizar una operación segura en el corto plazo (mercados de operación del Operador del Sistema); “Firmeza” definida como la gestión de la capacidad de producción orientada a garantizar un margen de reserva adecuado en

29- Staff (2002)

30- NERC (2007)

31- Consejo de Reguladores (2007)



114 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

el medio plazo (incentivo a la disponibilidad); y “Suficiencia”, definida como la existencia de suficiente capacidad instalada y esperada a futuro para responder a la demanda en el largo plazo. La “Operational Reliability”, definida por la NERC, se correspondería con el concepto de “Seguridad” definida por el Consejo de Reguladores Ibérico y la “Adequacy” (NERC), abarcaría las dos dimensiones, “Firmeza” y “Suficiencia”, definidas por el Consejo de Reguladores Ibérico. En España, los “Servicios de Ajuste” definidos en los Procedimientos de Operación de Red Eléctrica, se enmarcarían dentro del concepto de “Operational Reliability” y “Seguridad”. El “Servicio de Disponibilidad” (no completamente desarrollado normativamente) y los “Incentivos a la inversión en capacidad a largo plazo” encajarían respectivamente en los conceptos de “Firmeza” y “Suficiencia” definidos por el Consejo de Reguladores Ibéricos y, conjuntamente, se corresponderían con el concepto de “Adequacy” de la NERC.

Los “Servicios de Ajuste” (en general, los “balancing mechanisms”), aunque con diferentes diseños, existen en todos los modelos eléctricos liberalizados. La “Operational reliability” (o “seguridad”) posee características de “bien público” (no excluibilidad, no rivalidad) y los “servicios de ajuste” son suministrados al sistema eléctrico por una instancia centralizada (el Operador del Sistema-O.S.-) que normalmente opera como comprador único de servicios complementarios (y otros servicios de ajuste) a los diferentes agentes del sistema eléctrico. La adquisición por parte del O.S. de estos servicios se realiza normalmente a través de procedimientos competitivos (mercados de regulación).

A diferencia de lo que ocurre con los “servicios de ajuste”, los servicios de “firmeza” y “suficiencia” (agrupados en el concepto de “adequacy” por la NERC) dirigidos a garantizar a medio y largo plazo un nivel de capacidad instalada y de disponibilidad de dicha capacidad, no existen en todos los modelos eléctricos liberalizados; los modelos “energy only markets” no cuentan con ellos (al menos explícitamente). Existe una gran disparidad en los diseños dirigidos a garantizar a medio-largo plazo un determinado nivel de capacidad disponible (“adequacy”). Brattle Group³² ofrece una clasificación y descripción de los mecanismos existentes. Además de los “energy only markets”, Brattle distingue los modelos con pagos de capacidad determinados administrativamente, los modelos con requisitos establecidos de reservas (sin mercados de capacidad centralizados), los modelos con requisitos establecidos de reservas y mercados de capacidad centralizados, los modelos con requisitos a plazo de reservas (sin mercados de capacidad centralizados) y los modelos con requisitos a plazo de reservas y mercados de capacidad centralizados. De hecho, como señala Brattle, no existen diseños de “energy only markets” puros. En todos los sistemas eléctricos con el modelo de “energy only market”, el O.S. (u otra instancia centrali-

32- The Brattle Group



zada) opera como garante en última instancia de la fiabilidad del sistema a través de diferentes formas contractuales de adquisición de servicios de fiabilidad o, incluso, a través de la decisión de inversión en capacidad de punta (sin que, en muchos casos, estas contrataciones se realicen utilizando procedimientos competitivos). El mecanismo español vigente, aunque incompleto todavía, podría ser caracterizado como un diseño híbrido, con un marco de incentivos a la suficiencia (inversión) a largo plazo que combina precios fijos, curva de demanda de capacidad y subastas y con un marco de adquisición de servicios de disponibilidad (todavía no desarrollado) pero que parecía orientarse a un modelo de comprador único con precios y cantidades fijadas por el O.S. para contratos de adquisición a medio plazo.

En realidad, las diferencias entre las distintas dimensiones del servicio de fiabilidad (seguridad, firmeza, suficiencia) son esencialmente diferencias entre los plazos de contratación (corto, medio y largo plazo) de garantías (en forma de opciones o de contratos “forward”) para asegurar el equilibrio oferta-demanda en tiempo real (dentro de los “standards” de probabilidad de interrupción requeridos). Podría considerarse a la suficiencia y firmeza (i.e. la garantía de un nivel de capacidad disponible) como unos “servicios de ajuste” ampliados en su contratación desde el muy corto plazo (típico de los “balancing mechanisms”) al medio y largo plazo (característico de la contratación de servicios de disponibilidad y del marco de incentivos para la inversión en nueva capacidad). Por otro lado, cualquiera que sea el diseño o la denominación, la oferta de servicios de fiabilidad no se restringe a la generación, sino que se extiende al transporte, la demanda (interrumpibilidad) y el almacenamiento (bombeo, otras tecnologías de almacenamiento o almacenamiento distribuido en baterías de vehículos eléctricos). Los servicios de fiabilidad alternativos a los ofrecidos por la capacidad de generación han adquirido una relevancia creciente con la incorporación masiva de energías renovables a la generación eléctrica.

La gestión de la fiabilidad del sistema (en todas sus dimensiones) se ve afectada por la integración de un elevado peso de energías renovables (con suministro variable e incierto). Los nuevos requerimientos, tanto al funcionamiento a corto plazo de los servicios de ajuste como a la contratación a medio y largo plazo de garantía de capacidad disponible, implican además un sobrecoste para el sistema en relación con el que se soportaría con un mix de generación enteramente convencional.

IV.3.2.2.1.1 - Sobrecostes incluidos en la gestión de los “servicios de ajuste”

El volumen de servicios complementarios (reservas y gestión de desvíos, en España) exigido por la integración de una elevada capacidad de generación con renovables aumentará significativamente en relación al requerido por un mix de generación convencional.



116 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

La variabilidad (con incertidumbre) de la generación con energías renovables intermitentes es muy superior a la existente con un parque de generación convencional y se añade a la variabilidad de la demanda; sin correlación entre ambas, como ocurre a escalas temporales muy reducidas, la varianza de la demanda neta (demanda menos generación con renovables) será la suma de las varianzas correspondientes a la demanda y a la generación con renovables. La variabilidad añadida en la escala temporal hasta 10 minutos es pequeña pero aumenta significativamente a partir de ese umbral, siendo importante en la escala de 4/12 horas³⁵. Holtinen y otros estiman que los requerimientos suplementarios de reservas estarían en la banda 1/15% de la capacidad instalada de capacidad eólica (para una penetración de la generación con energía eólica del 10%) y entre un 4/18% de la capacidad eólica (para una penetración del 20%)³⁴. Para esta penetración (20%), Gross y otros³⁵ estiman el requerimiento suplementario de reservas en una banda de 5/10% de la capacidad eólica instalada. Euroelectric,³⁶ citando a "Frontier and Consentec", señala que, fundándose en las experiencias de Alemania, España y Portugal, se requeriría una reserva adicional de 0,25/0,30 GW por cada GW de capacidad eólica adicional; en el caso de Alemania, señala Euroelectric, la contratación de 7,5 GW de reserva a subir y 6 GW de reserva a bajar, con una capacidad eólica instalada de 25 GW.

La variabilidad de la generación eólica (por unidad de capacidad) disminuye lógicamente con la agregación de generación dispersa poco correlacionada; las necesidades de reservas serán por tanto menores cuanto mayor sea el área geográfica interconectada y el alcance del área cubierta por unos servicios de ajuste integrados. Por otro lado, el requerimiento de reservas (y gestión de desvíos) será menor cuanto más cercano esté el último mercado ("gate closure") del tiempo real. Igualmente, el requerimiento de servicios de ajuste será menor cuanto más precisas sean las previsiones de generación eólica; ahora bien, dado que la precisión de las previsiones de la demanda es superior a la de la generación eólica, el aumento porcentual de reservas imputables a la integración de capacidad eólica es superior al indicado por el aumento de la variabilidad de la demanda neta en relación a la variabilidad de la demanda. Por último, el requerimiento de reservas aumentará con el grado de penetración de la generación eólica, pero con pendiente decreciente. Las estimaciones del sobre coste imputable al mayor requerimiento de reservas exigido por la integración de capacidad eólica ofrece, en todo caso, cifras moderadas. Holtinen y otros (2009) estiman este sobre coste en 1-4 €/MWh por energía eólica producida (con un 20% de penetración de la generación eólica). Milborrow³⁷

35- Holtinen y otros (2009)

34- Se considera a la generación con energía eólica como representativa de la generación intermitente ya que, al ser la tecnología con renovables más empleada es también la más estudiada.

35- Gross y otros (2006)

36- Euroelectric (2010)

37- Milborrow (2009)

IV - Trabajos elaborados

IV.3 - La regulación del sector eléctrico con alta penetración de energías renovables

117

cita una estimación de este sobrecoste para el Reino Unido realizada por National Grid (para una penetración de la generación eólica del 40%) de 3,5/7 L/MWh eólico. Gross y otros (14) estiman este sobrecoste en menos de 5 L/MWh de la generación intermitente (para una penetración del 20%) y para el Reino Unido ofrecen una banda de 2/3 L/MWh.

IV.3.2.2.1.2- Sobrecostes inducidos en la gestión de garantía de capacidad disponible ("Adequacy"/"Firmeza" y "Suficiencia")

La contratación de servicios complementarios (reservas y gestión de desvíos) a muy corto plazo (un día o menos) no se considera, en general, suficiente para garantizar un nivel de capacidad disponible a medio-largo plazo compatible con el "standard" de fiabilidad del sistema. En teoría, en los modelos de "energy only markets", los precios del mercado al por mayor y los precios de los servicios complementarios se consideran una señal suficiente para alcanzar el nivel de capacidad instalada y la disponibilidad de dicha capacidad requeridas por los objetivos de fiabilidad; en realidad, ya se ha señalado que no existen modelos "puros" de "energy only markets" y que en todos ellos se utilizan instrumentos (añadidos al mercado al por mayor de electricidad y al mercado de servicios complementarios) que permiten al Operador del Sistema (u otra instancia centralizada) actuar como "garantes en última instancia" de la fiabilidad del sistema. En aquellos modelos eléctricos donde explícitamente existe un marco de incentivos a la "adequacy" ("firmeza" y "suficiencia") el diseño de los mismos es extraordinariamente variado (11).

La necesidad de introducir un marco de incentivos del adecuado nivel de capacidad disponible (diferenciado del mercado al por mayor de electricidad y del mercado de servicios complementarios) se hace aún más aguda con una elevada penetración de la generación con renovables intermitente (variable y con incertidumbre). La variabilidad y limitada precisión de las previsiones en la generación con este tipo de tecnologías implica una mayor complejidad y un mayor coste en la gestión de la garantía de capacidad disponible ("adequacy").

Los aerogeneradores presentan una elevada disponibilidad "mecánica" (número de horas al año en que están plenamente operativos). Gross y otros estiman esta disponibilidad mecánica en una cifra por encima del 80%. Milligan y Porter³⁸ consideran que está por encima del 95%. Sin embargo, su "load factor" ("capacity factor"), es decir, la relación entre la energía generada anual y la que se generaría a plena capacidad, es muy inferior. Como se ha visto en el punto 1, los valores medios del "load factor" en los países europeos para la generación con eólica "on-shore" son del orden del 20/25% (los correspondientes a la generación con eólica "off shore" son muy superiores, pero también lo es el

³⁸ Milligan y Porter (2008)



118 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

coste de inversión) muy por debajo de los "load factors" medios para la generación convencional (en tomo al 85%). Pero además, la "firmeza" ("capacity credit" o "capacity value") de una instalación de generación con energía eólica (es decir, su contribución al mantenimiento de un determinado nivel de probabilidad de interrupción del suministro) es inferior al de una central convencional (p. ej. ciclo combinado de gas) equivalente en términos de energía producida; esto significa que la cobertura de la demanda en periodos de punta podría ser inferior con una capacidad de generación intermitente (eólica) que con una central convencional equivalente en términos de energía, y que la "firmeza" ("capacity credit" o "capacity factor") de la capacidad de generación con energía eólica puede ser inferior a su "load factor". El grado de "firmeza" de la capacidad de generación con energía eólica dependerá, por tanto, decisivamente del grado de correlación de la generación eólica (y de su signo) con la demanda (sobre todo en los periodos de punta).

Se utilizan normalmente dos tipos de métricas para representar la "firmeza" ("capacity credit" o "capacity value")³⁹. En primer lugar, la más simple, consiste en calcular el "load factor" de la capacidad de generación con energía eólica en los periodos de punta. En segundo lugar, la más elaborada, estima la "firmeza" de una nueva instalación con energía eólica como la capacidad de una central térmica de firmeza 100% (o, en la práctica, la capacidad de una central convencional de alta "firmeza", utilizada como "benchmark") que podría sustituir a la capacidad de generación eólica sin modificación de la "Loss of Load Probability" (LOLP). Aunque en la práctica se suele considerar nula la "firmeza" de la capacidad de generación con energía eólica⁴⁰ en realidad ésta tiene normalmente un valor positivo (dependiente del grado y signo de la correlación de su generación con la demanda). Gross y otros (14) examina varios estudios cuyas estimaciones sobre la "firmeza" ("capacity credit") de la generación intermitente se encuentran (para una penetración del 20%) en una banda del 11/20% de la capacidad intermitente (eólica) nominal. Las estimaciones de la "firmeza" ("capacity credit") para Gran Bretaña (penetración del 20%) de Gross y otros están en la banda 19,1/26% de la capacidad nominal de generación intermitente (eólica), con unas hipótesis del "load factor" ("capacity factor") de la generación intermitente (eólica) del 35% y de la generación convencional (térmica) del 85% Milborrow(16), examinando cuatro estudios, ofrece para el sistema británico (en la hipótesis de una penetración del 20% de la generación con energía eólica y de un "load factor" del 35%) una estimación de la "firmeza" ("capacity credit") de un 19,2%. Tanto en las estimaciones de Gross y otros como en las de Milborrow, la "firmeza" ("capacity credit") de la generación con energía eólica aumenta en términos absolutos (MW) con el aumento de la penetración pero se reduce en porcentaje de la capacidad nominal instalada.

39- NERC (2009), Milligan and Parter (2008)
40- Euroelectric (2010)



Aún en la hipótesis de una “firmeza” (“capacity credit” o “capacity value”) positiva de la generación intermitente (eólica), si ésta es inferior a su “load factor”, será necesaria una potencia de “back up” para garantizar un valor del LOLP semejante al que existiría (para un suministro de energía anual fijado por el “load factor” de la generación intermitente) si la ampliación de la capacidad de generación se hubiese realizado con la tecnología utilizada como “benchmark” (p. ej. una central térmica con elevado load factor) en vez de con capacidad de generación intermitente. Siguiendo el criterio de Gross y otros la capacidad de “back-up” (térmica) necesaria, en el caso de una ampliación de capacidad de generación intermitente, para que el LOLP se mantenga en el mismo valor que si la ampliación de capacidad se hubiese realizado con la tecnología “benchmark” (térmica), sería la diferencia entre “load factor” y “firmeza” (“capacity credit”) de la generación intermitente, multiplicada por la ampliación de capacidad de generación intermitente y dividida por el “load factor” de la generación (térmica) utilizada como “benchmark”. Esto significa que, siguiendo este criterio, la capacidad de “back-up” necesaria en el caso de una ampliación de la capacidad de generación intermitente eólica no sería (ni en la hipótesis de firmeza nula), equivalente a la nueva capacidad de generación intermitente instalada (MW por MW). Implícitamente, este criterio considera que la potencia de “back up” necesaria es la exigida para mantener un margen de reserva que conduzca a un nivel de fiabilidad (LOLP) semejante al que se obtendría si la ampliación de capacidad se hubiese realizado con la tecnología de generación “benchmark”. También considera implícitamente que los excedentes de generación intermitente por encima de la potencia fijada por el “load factor” de este tipo de generación son compensados por la capacidad de generación flexible (de alto “ramp rate”) que se supone ya disponible en el sistema. Por supuesto, en la hipótesis de “firmeza” nula de la generación intermitente y exigencia de compensación (al alza y a la baja) de variaciones en esta generación en un rango definido por la capacidad nominal instalada de generación intermitente, la capacidad de generación flexible instalada deberá ser igual o superior a la capacidad nominal instalada de generación intermitente. Cuando se analiza en términos incrementales, por tanto, la necesidad de potencia “back-up” asociada a la ampliación de capacidad de generación intermitente dependerá de la capacidad de generación flexible ya existente. Por otro lado, la exigencia de disponer de capacidad de generación flexible para acomodar variaciones de generación intermitente en la totalidad del rango definido por la totalidad de la capacidad instalada sería excesivo. Como señala Euroelectric (19), refiriéndose a datos de España y Alemania, el nivel de generación eólica nunca sobrepasa un porcentaje de la capacidad instalada del 77% (siendo más alto el porcentaje correspondiente a Alemania y más bajo el de España); un 23% de la capacidad instalada sería por tanto completamente indisponible.

El coste suplementario atribuible a la potencia de “back-up” necesaria para acomodar una alta penetración de generación intermitente dependerá, obviamente, del volumen

120 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

estimado de la capacidad de “back-up” y del coste unitario estimado de esta capacidad. Como se ha visto, las estimaciones del volumen de “back-up” necesario varían en función del criterio utilizado para su determinación. El “coste unitario” de la capacidad de “back-up” se podría estimar de forma análoga a la utilizada para calcular el “precio pivote” de la curva de demanda de capacidad en mercados de capacidad como el de PJM41. Este “precio” se corresponde con el “net-CONE” (coste neto de un nuevo entrante), es decir el coste fijo anualizado de un nuevo entrante, neto del margen obtenido por la venta de energía y servicios complementarios.

La potencia de “back-up” puede ser suministrada por capacidad térmica flexible (p. ej. ciclos combinados de gas) pero también por potencia hidráulica regulable, gestión de la demanda (interrumpibilidad) o almacenamiento (bombeo, otras alternativas de almacenamiento, o almacenamiento distribuido en baterías de vehículos eléctricos). En los casos en los que la potencia de “back-up” sea suministrada por tecnologías diferentes a las de generación, la estimación de su coste unitario puede también realizarse siguiendo un procedimiento análogo al cálculo del “net-CONE” (coste fijo de la capacidad aportada menos el margen obtenido en los mercados de energía y servicios complementarios).

Las estimaciones para Gran Bretaña del sobrecoste atribuible a la potencia de “back-up” que realizan Gross y otros (35) para una penetración de la generación con energía eólica del 20% (en la hipótesis de un “load factor” para la generación eólica de un 35% y para la generación de “back-up” de un 85%) son de 4,82 L/MWh de generación eólica (para un “capacity credit” de este tipo de generación del 19,1%) y de 3,32 L/MWh de generación eólica (para un “capacity credit” de la generación eólica del 26%). Estas cifras tan moderadas son el resultado de la aplicación de la propia metodología por Gross y otros para determinar el volumen necesario de potencia de “back-up”. Lógicamente si se considera la generación intermitente como un suministro únicamente de energía, sin aportación de capacidad y no se tiene en cuenta la capacidad de generación flexible pre-existente (“back-up” de 1 MW por 1 MW) la estimación del coste complementario para garantizar un nivel de capacidad disponible adecuado para conseguir un determinado “standard” de fiabilidad será muy superior.

IV.3.2.2.2 – Ineficiencias en la explotación del parque de generación

Gross y otros (35) incluyen entre los sobrecostes imputables a la integración de las energías renovables en el sistema eléctrico a las ineficiencias a la explotación del parque de generación que se producen como consecuencia de dicha integración. La utilización de la capacidad de generación gestionable (esencialmente ciclos combinados de gas) como

41 - Brattle (2006)



potencia de “back-up” (para cubrir las eventuales caídas de producción de generación renovable variable por debajo de su “load factor”) y como reserva a bajar cuando la producción de renovables variables sobrepasa su “load factor” implica una programación de paradas y arranques y un régimen de explotación de parte del parque de generación gestionable alejados del óptimo técnico. La utilización de potencia no gestionable (como la nuclear) con limitada capacidad de modulación para tareas análogas supondría aún mayor coste por explotación ineficiente del parque.

Por otro lado, con un alto grado de penetración de energías renovables variables pueden producirse episodios de exceso de oferta de generación con este tipo de energías que conduzcan a la existencia de veriticos, lo que implica un despilfarro de energía a coste variable prácticamente nulo. Estos excesos de oferta serán más frecuentes cuanto más elevada sea la capacidad de generación no gestionable (nuclear); la actuación del operador del sistema o unas reglas del mercado que permitan la existencia de precios negativos pueden conducir al despacho más eficiente (dado un determinado mix de capacidad de generación) pero no necesariamente a eliminar totalmente las ineficiencias de un mix de generación en que exista una combinación inadecuada de capacidad de generación renovable y capacidad de generación no gestionable.

IV.3.2.2.3 – Sobrecostes en las redes de transporte y distribución

La elevada penetración de energías renovables en la generación eléctrica induce modificaciones en la arquitectura y tecnología de las redes que implican un sobrecoste para el sistema eléctrico. La generación con energías renovables (sobre todo con energía eólica y solar fotovoltaica) tiende a una mayor dispersión geográfica que la generación convencional (normalmente más concentrada en plantas de generación de más potencia). Acomodar esta capacidad de generación más dispersa requiere adaptar la red de transporte y distribución existente, lo que normalmente exigirá una arquitectura más extensa y, en muchos casos, dadas las indivisibilidades en la inversión en redes, puede conducir a diseños de la red ineficientes.

El reforzamiento y extensión de las redes incluidas por la integración de una elevada capacidad de generación con renovables dispersa geográficamente, puede, sin embargo, generar efectos externos positivos sobre el conjunto del sistema. En primer lugar, las inversiones requeridas para la integración de la generación con renovables puede solaparse parcialmente con las que exigirá, en todo caso, la cobertura de la demanda adicional. En segundo lugar, un aumento de las interconexiones reduce las necesidades de servicios de ajuste y capacidad de “back-up” asociadas a la integración de las energías renovables. En el caso de España, por ejemplo, el desarrollo de infraestructuras adicionales de conexión

122 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

con la red europea es un factor esencial de reducción del coste de gestión de la fiabilidad del sistema eléctrico español atribuible a la integración de las energías renovables, al permitir acceder al “pool” de potencia “back-up” europeo. Incluso en la hipótesis previsible de relativo aislamiento de la red europea en medio plazo, una red más compleja puede facilitar un mejor control del parque peninsular de capacidad de generación con renovables y reducir el coste de gestión de la fiabilidad del sistema eléctrico español. En todo caso, el efecto neto sobre los costes del sistema será previsiblemente alcista.

La integración de generación renovable variable exigirá igualmente una masiva incorporación de tecnologías de control y comunicaciones en la red, avanzando en la configuración de una “smart-grid” tanto en transporte como en distribución. La modernización tecnológica deberá ser especialmente intensa en la red de distribución que deberá transformar las redes tradicionales “pasivas”, en redes inteligentes capaces de controlar eficientemente flujos de energía con la red de transporte en doble dirección, además de acomodar una generación renovable distribuida y el progresivo desarrollo del almacenamiento distribuido que pueden facilitar los coches eléctricos.

La intensiva incorporación de tecnología en las redes implicará un notable sobrecoste en relación a la expansión de una red convencional. Pero al igual que ocurría con la expansión geográfica de la red, el desarrollo de una “smart grid” en transporte y distribución contribuye decisivamente a una gestión más eficiente de la fiabilidad del sistema (independientemente del mix de generación que exista) y elimina las barreras tecnológicas al desarrollo de un verdadero mercado minorista (con sometimiento y respuesta en tiempo real a los precios) y a la instrumentación de una gestión eficiente de la demanda. Al igual que en el caso precedente, sin embargo, el efecto neto sobre los costes imputables a la integración de las energías renovables será previsiblemente positivo.

IV.3.3- Las implicaciones regulatorias

El marco institucional prescrito para los sectores eléctricos de la Unión Europea por la Directiva 2009/72 (que sustituye a la Directiva 2003/54) y, en general, el marco institucional de los sectores eléctricos liberalizados, contempla un patrón regulatorio diferenciado para los segmentos de actividad considerados monopolio natural (transporte, distribución, operación del sistema) y las actividades que pueden y deben operar en competencia (generación y comercialización). En el primer caso, las condiciones de entrada y la determinación de los precios⁴² son fijados por una instancia administrativa

⁴² - Jaskow (2006), Jaskow (2009)



(siguiendo un modelo de regulación por estricto coste del servicio o por incentivos). En el segundo, los precios se determinarían en mercados mayoristas y minoristas competitivos y la asignación de recursos (en concreto, las decisiones de inversión y explotación de activos de generación eléctrica) se realiza esencialmente en función de esas señales de precios de mercado.

Es cierto que la propia Directiva establece, sin embargo, restricciones al “libre” funcionamiento de los mercados. En primer lugar, habilita la actuación del operador del sistema (u otra instancia centralizada) para utilizar instrumentos, complementarios a los mercados mayoristas y minoristas, orientados a garantizar la fiabilidad del sistema (en aplicación del requerimiento de “seguridad”). En segundo lugar, fija la prioridad en el despacho para la oferta con energías renovables. En tercer lugar permite el uso de combustibles autóctonos hasta un 15% de la energía primaria utilizada en la producción eléctrica. En cuarto lugar, establece restricciones en el funcionamiento del mercado al por menor: la posibilidad de articular un suministro y tarifa de último recurso en aplicación del imperativo de “servicio universal” y una tarifa social como aplicación de la exigencia de protección a los consumidores vulnerables. Por otro lado, el mecanismo de “cap and trade” establecido en la U.E. para reducir las emisiones de CO₂, representa, también, una restricción, aunque sea de efecto indirecto (a través del precio de los derechos de emisión de CO₂) que afecta a las decisiones de inversión.

En todo caso, la Directiva 2009/72 consagra un modelo de sector eléctrico en el que la decisión sobre las inversiones en nueva generación (tanto su volumen como su mix) corresponde a las empresas generadoras en función de sus anticipaciones sobre el perfil a medio-largo plazo de los precios en el mercado mayorista de energía eléctrica, en los mercados de servicios complementarios y en los mercados de derechos de emisión de CO₂. La principal justificación de la liberalización de los sistemas eléctricos ha residido, precisamente, en la expectativa de que la libre decisión de los generadores en función de los precios de mercado supondría un ahorro significativo de costes en el programa inversor en nueva capacidad de generación y trasladaría los riesgos tecnológicos y de mercado desde el consumidor a las empresas generadoras. En el modelo institucional liberalizado que establece la Directiva 2009/72, por tanto, el marco regulatorio que afecta a los mercados mayoristas de la energía eléctrica debería restringirse esencialmente a la configuración de las instituciones y reglas de funcionamiento de mercados eficientes y a las pautas normativas de la política de competencia.

La aplicación de la política energética de la U.E. y, en concreto, el cumplimiento de los objetivos 20/20/20 para 2020, requiere, sin embargo, la introducción de sustanciales modificaciones regulatorias al patrón regulatorio “ideal” establecido en la Directiva 2009/72. La

124 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

Directiva 2009/28 impone una cuota del 20% de energías renovables en el consumo final bruto para 2020, lo que exigirá una penetración de estas energías en la generación eléctrica del orden del 40%. Alcanzar los objetivos de inversión en capacidad de generación con energías renovables que requiere esa restricción en el mix de generación, garantizar los “standards” de fiabilidad del sistema requeridos, inducir los necesarios programas de inversión en las redes de transporte y distribución, y permitir un funcionamiento eficiente de los mercados mayoristas de energía eléctrica, exige acometer una notable innovación regulatoria que, en gran medida, supone una transformación cualitativa del modelo “ideal” de sector eléctrico liberalizado.

Como se ha señalado en el punto 2, los costes medios de generación con energías renovables (medidas por el “levelised cost of electricity”), con la excepción de la generación eólica en emplazamientos de alta calidad, son significativamente más elevados que los costes medios de la generación convencional. El sobre coste de la incorporación de las energías renovables a la generación eléctrica no se limita (como se señala en el punto 2) a su mayor coste “directo” de generación en relación con el de la generación convencional. Existen, además, costes “indirectos” soportados por el sistema eléctrico asociados a las inversiones específicas necesarias para “integrar” una generación variable y de limitada predictibilidad sin menoscabo de la fiabilidad del sistema (mayor exigencia de servicios de ajuste y necesidad de potencia de “back-up”). También puede considerarse un sobre coste la explotación no óptima de la potencia gestionable y la posible existencia de “vertidos”. Por último, la necesidad de acomodar una generación más dispersa geográficamente exigirá una arquitectura de la red de transporte más costosa e, igualmente, supondrá un mayor coste el necesario desarrollo de “smart grids” (más intensivas en tecnologías de control y comunicación) en el transporte y la distribución.

La existencia de estos “sobrecostes” en diferentes segmentos de actividad del sector eléctrico requerirá una regulación específica que determine una asignación eficiente de los mismos y un marco de incentivos adecuado para “inducir” un programa inversor (tanto en los segmentos de actividad considerados monopolio natural como en los segmentos de actividad que operan en competencia) acorde con los objetivos de penetración de energías renovables en la generación eléctrica.

IV.3.3.1- Marco de incentivos a la entrada de inversores en la generación con renovables

Los precios medios a largo plazo en un mercado mayorista de energía eléctrica competitivo tienden a alinearse con el coste marginal a largo plazo de generación (el menor coste medio de generación de un nuevo entrante). Dadas las estimaciones de costes mostradas en el punto 2 y considerando el imperativo de minimización del riesgo a través de la

IV - Trabajos elaborados

IV.3 - La regulación del sector eléctrico con alta penetración de energías renovables

125

diversificación por tecnologías y combustibles, parece razonable considerar como menor coste medio de generación de un nuevo entrante el coste medio de generación de un portafolio de las tres tecnologías convencionales (gas, carbón, nuclear). De acuerdo con las estimaciones que se mencionan en el punto 2, podría aceptarse, por tanto, como referencia un coste medio de generación del orden de 70 €/MWh (aunque con una probabilidad de desviación al alza superior a la probabilidad de desviación a la baja). Los precios medios a largo plazo del mercado mayorista, tenderían por consiguiente a alinearse con esta cifra.

Con este escenario previsible de precios al por mayor, dadas las estimaciones de costes medios de generación con energías renovables mostradas en el punto 2, no existirían inversiones en capacidad de generación con energías renovables (con la excepción de aerogeneradores en emplazamientos de alta calidad). Los precios de mercado serían insuficientes para recuperar los costes totales de generación. Será necesario establecer un mecanismo de incentivo específico para compensar el sobrecoste de generación con energías renovables, si se pretende alcanzar los objetivos fijados de penetración de estas tecnologías.

Los marcos de incentivos (instrumentos de ayuda) a la inversión en capacidad de generación con renovables que se han desarrollado en los diferentes sistemas eléctricos se pueden dividir en tres grandes grupos. En primer lugar, los mecanismos de ayuda a través de la fijación administrativa del precio que debe retribuir a la generación eléctrica con energías renovables (ya sea estableciendo una tarifa o una prima sobre el precio de mercado). En segundo lugar, los mecanismos de incentivo a través de la fijación administrativa de un volumen mínimo de generación o capacidad de generación con renovables (y la determinación indirecta de un precio). Es el caso de la adjudicación por el procedimiento de subasta de un volumen de capacidad fijado administrativamente, de los “certificados verdes” (“Renewable Obligation Certificates” en el Reino Unido), y del mecanismo puesto en práctica en una treintena de estados en EEUU designado con el nombre de “Renewable portfolio standard”. En tercer lugar, los mecanismos de ayuda con desgravaciones fiscales. Es el caso de las ayudas a través de “tax credits” a la producción con renovables (extendidos a la inversión por la “American Recovery and Reinvestment Act” 2009) concedidos por el gobierno federal de los EEUU.

En el primer grupo de mecanismos de ayuda, la autoridad regulatoria o administrativa fija un precio (o complemento del precio de mercado, en el caso del establecimiento de una “prima”) y los inversores responden a esta señal con solicitudes de autorización para desarrollar inversiones en capacidad de generación renovable cuya cuantía agregada es incierta; si el volumen agregado de inversión es superior al considerado óptimo por la autoridad administrativa, deberá arbitrarse un mecanismo de racionamiento.

Si la única restricción es el establecimiento de una fecha límite de registro, el volumen de inversión resultante puede ser inferior o superior al considerado óptimo. Este mecanismo (“feed-in tariffs”) es el más extendido en Europa. En España se ha aplicado en su doble forma de fijación de tarifas y de primas sobre el precio de mercado (con un techo y un suelo).

Los mecanismos de incentivos a través de fijación de tarifas o de primas difieren entre sí significativamente. El establecimiento de una “tarifa” es equivalente a la fijación del precio del servicio en un monopolio natural y puede inspirarse en los distintos mecanismos de regulación por incentivos (“price cap”, “benchmarking”, etc.). Dado que el componente fundamental del coste de la generación con renovables (edílica y solar) es el coste de la inversión inicial, el regulador posee una buena información del coste total (de inversión y explotación “eficiente”) que debe recuperarse a través de la tarifa. El riesgo de mercado para el promotor es bajo (sólo de cantidad, y predecible con razonable precisión a medio plazo, dada la prioridad de despacho de la generación con energías renovables y las buenas técnicas de estimación del “load factor”); el principal riesgo es el riesgo regulatorio). El coste de capital atribuido a la inversión debería ser inferior por tanto que el aplicado con el mecanismo alternativo de “primas” sobre el precio de mercado.

En el sistema de “primas”, sin embargo, el riesgo de mercado para el promotor es más elevado, ya que la retribución depende parcialmente de la evolución futura de los precios de mercado, y el “riesgo regulatorio” es también significativo (en la medida en que las “primas” se fijan por decisión administrativa). El coste de capital exigido será, por consiguiente superior, lo que influirá en la cuantía de la “prima” establecida por el regulador. Por otro lado, la fijación de la cuantía de la “prima” presenta más dificultades por el regulador que la fijación de una tarifa, ya que la estimación de una retribución que permita la recuperación de los costes (de una inversión y explotación eficientes) se enfrenta con la incertidumbre de la evolución futura de los precios de mercado. El establecimiento de techo y suelo al precio minimiza estos efectos, aunque si el “collar” es demasiado estrecho el mecanismo tendería a equiparse con el sistema de tarifa.

El riesgo regulatorio, tanto en el mecanismo de tarifa como en el de primas es elevado. El período para el que se fija administrativamente el precio (total o parcialmente) es muy largo (veinticinco años en España), lo que crea potentes incentivos al comportamiento “oportunistista” del regulador (efecto “ratchet”). El principal incentivo a la corrección a la baja de las ayudas ya aprobadas (retroactividad impropia) es la constatación de su sobredimensionamiento (ya sea por el exceso de rentabilidad de los proyectos afectados o por el volumen, considerado excesivo, de la capacidad aprobada). El riesgo de sobredimensionamiento de las ayudas es superior en el sistema de “primas” que en el sistema de tarifas (ya que, como

se ha señalado, es más fácil ajustar la tarifa que la prima a la estricta recuperación del coste); en cualquier caso, el mecanismo de ayuda a través de la fijación del precio (sea totalmente, en forma de tarifa, o parcialmente en forma de prima) presenta un elevado riesgo de sobredimensionamiento. Aunque el coste económico del error por defecto en el incentivo a la inversión en capacidad de generación renovable es muy inferior al coste del error por exceso, la percepción del coste político puede ser la inversa. En todo caso, dada la aguda pendiente de la curva de aprendizaje en la generación con renovables (sobre todo en la generación con energía solar), el regulador debe prever el establecimiento de mecanismos de ajuste para los incentivos en nuevas inversiones en función de la evolución de los costes de inversión de las diferentes tecnologías.

El modelo de instrumento de ayuda predominante en Europa es el mecanismo de fijación (total o parcial) de precios (“feed-in tariffs”). Incluso el Reino Unido parece inclinarse por el abandono del mecanismo de “certificados verdes” (que se considera de riesgo elevado) y la adopción del sistema de “feed-in tariffs”. Si éste es el modelo adoptado, parece preferible el sistema de tarifas que el sistema de “primas” sobre el precio de mercado. Como se ha señalado, el sistema de tarifa permite una fijación de los incentivos, por parte del regulador, ajustada con mayor precisión a la recuperación de los costes (de inversión y explotación eficiente). El riesgo de mercado y, por tanto, el coste de capital es también inferior en el sistema de tarifa. Por otro lado, si el despacho de la oferta de generación con renovables es prioritaria, la dependencia de los precios de mercado propia del sistema de primas no supone ningún incentivo suplementario a la explotación eficiente en relación al sistema de tarifas; el incentivo a la disponibilidad mecánica de las instalaciones es igual en ambos casos y el despacho dependerá de la disponibilidad del recurso (aire, sol), independientemente de los precios de mercado.

En el segundo grupo de mecanismos de ayuda, una instancia administrativa fija el volumen de generación o capacidad de generación renovable requerida y a través de un mecanismo competitivo se establece un precio (de la generación o de la capacidad). Una primera variante de este modelo es la subasta de la capacidad requerida de cada tecnología renovable; el precio (de la generación o de la capacidad) vendrá fijado por el mecanismo de subasta (en función del modelo de subasta elegida). En todo caso, el regulador evitará los errores de sobredimensionamiento de precios y volumen; la capacidad considerada óptima es la subastada y el precio dependerá de la estimación de costes y otras variables relevantes (por ejemplo, el “load factor”) que realicen los potenciales inversores, determinando sus pujas y, por tanto, el precio que resulte de la subasta competitiva. El procedimiento de subasta puede utilizarse para determinar un precio para la capacidad, una tarifa para la generación o una prima sobre el precio de mercado. La utilización del mecanismo de subasta ha recibido dos tipos de críticas. En primer lugar se

128 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

ha señalado el riesgo de pujas temerarias (y, por tanto, de incumplimiento), invocando la experiencia del Reino Unido. Sin embargo, esta dificultad es subsanable con un adecuado sistema de penalizaciones. En segundo lugar, se alega la elevada incertidumbre en relación a los costes en el momento de la subasta y las fuertes diferencias entre estos según los emplazamientos. Pero estas objeciones pueden plantearse igualmente al mecanismo de ayudas a través de tarifas o primas.

En el sistema de “certificaciones verdes” (Renewable Obligation), tal como se estableció en Reino Unido, se fija una cuota de generación renovable materializada en la exigencia a los comercializadores de presentar un determinado número de “certificados” emitidos por el organismo regulador (inicialmente un “certificado” por cada MWh de generación renovable doméstica, independientemente de la tecnología). Estos “certificados verdes” son negociados en un mercado y su precio determina la “prima” que la generación renovable obtendrá sobre el precio del mercado mayorista. La retribución de la generación renovable será por tanto la suma de dos precios (cada uno fijado en un mercado diferente), lo que implica un riesgo para el promotor⁴³. Los efectos desincentivadores de este elevado riesgo han provocado una reorientación del mecanismo de incentivos hacia el sistema de “feed-in tariffs”. Por otro lado, la atribución inicial (luego modificada) de los “certificados verdes” sin diferenciar por tecnologías impedía el desarrollo de un parque de generación renovable diversificado ya que la tecnología renovable más barata se convertía en dominante.

El mecanismo de “Renewable Portfolio Standards” vigente en una treintena de estados en EEUU (aunque presenta significativas diferencias entre estados) consiste en la fijación a los comercializadores de un requerimiento cuantitativo de cobertura de su carga con un “portafolio” de generación con energías renovables. El cumplimiento de esta obligación puede realizarse con generación propia, a través de la contratación con plantas de generación renovable o a través de la compra de “renewables energy certificates” (análogos a los “certificados verdes”) a los productores de generación renovable o en el mercado de “certificados” (cuando estos “certificados” son negociables)⁴⁴. Aunque la lógica de este mecanismo es similar a la del sistema de “certificados verdes”, no existe un doble mercado para determinar la retribución de la generación con energías renovables y puede aplicarse en sistemas eléctricos no liberalizados. En este tipo de mecanismos, la determinación de la penalización juega un papel fundamental ya que impone un “cap” a la retribución; parcialmente, por tanto, existe una intervención administrativa directa en la determinación del precio de la generación renovable y la fijación de la cuantía de la

43- Hiroux, Sagnan (2010), Kiesmann y otros (2008)

44- Merrill Jones Barradale (2010), Yin, Powers (2010)

IV - Trabajos elaborados

IV.3 - La regulación del sector eléctrico con alta penetración de energías renovables

129

penalización se enfrentará a las mismas incertidumbres que el establecimiento de los precios administrados en los mecanismos del primer grupo.

El tercer grupo de mecanismos de ayuda incluye las desgravaciones fiscales a la producción o inversión para la promoción de instalaciones de generación con energías renovables. Este es el modelo de ayudas utilizado por el gobierno federal de los EEUU. El principal carácter diferencial de este mecanismo es que el coste de las ayudas no se carga sobre el consumidor, sino sobre el contribuyente. La lógica de esta opción reposa en la consideración de la cobertura del sobrecoste de la generación con renovables como un pago por las externalidades positivas (medioambientales, etc.) no recogidas en los precios de mercado de energía eléctrica y de las que disfruta el conjunto de la población (no únicamente los consumidores de electricidad). El mecanismo de desgravación fiscal a la producción es análogo en sus efectos al sistema de primas y, por tanto, puede aplicársele el diagnóstico realizado anteriormente. El mecanismo de desgravación fiscal a la inversión reduce el riesgo regulatorio, así como el de cantidades, y mantiene el riesgo de precios. Pero la ayuda, a diferencia de lo que ocurre con los mecanismos del segundo grupo, la fija directamente una instancia administrativa y, por tanto, está sometida a las incertidumbres y riesgo de error que caracteriza a los mecanismos del primer grupo.

El diseño óptimo del mecanismo de ayudas depende de la valoración por parte del regulador de un amplio número de factores: riesgo regulatorio, riesgo de mercado, ventajas atribuidas al sometimiento al mercado de la generación renovable, coste de los errores en la fijación de los principales parámetros regulatorios, grado de avance en la penetración de las energías renovables en el mix de generación, mix deseado de tecnologías renovables, contexto regulatorio general, etc. En aquellos sistemas donde la retribución se fija directamente (total o parcialmente) por una instancia administrativa y su percepción se prolonga durante un periodo muy largo (tarifa fija, primas, "tax credit" a la producción) el riesgo regulatorio es elevado (mayor probabilidad de corrección "a posteriori" de la cuantía del incentivo). En este caso, añadir un riesgo de precios de mercado (como en el caso del sistema de primas o de "tax credit" a la producción) sólo parece justificarse si el regulador valora muy positivamente el sometimiento al mercado de la generación renovable. Pero cuando existe prioridad en el despacho de la generación renovable o su coste variable es prácticamente nulo (como ocurre con la generación eólica o solar) la exposición a los precios de mercado no incide apenas en la eficacia de la explotación del parque renovable (sólo prácticamente en la gestión del mantenimiento) e influye en la inversión inicial (componente fundamental del coste total de generación) únicamente sobre su localización (si existen precios locacionales).

En cualquier caso, si se considera valiosa la exposición de la generación renovable a los precios de mercado, el mecanismo probablemente más eficiente sería la determinación en función de criterios de política energética del volumen de capacidad de generación de cada tecnología renovable y la asignación de esta capacidad a través de un mecanismo de subasta (los ganadores en la subasta serían los inversores que solicitasen una menor ayuda; esta ayuda se instrumentaría preferentemente en forma de una “subvención” a la inversión inicial, pudiendo esta subvención repercutirse sobre los consumidores eléctricos a través de un recargo regulado o sobre los contribuyentes mediante un “tax credit” a la inversión). Este mecanismo presenta un riesgo regulatorio bajo y minimiza el riesgo de errores del regulador en la fijación del incentivo (este se determina en una subasta competitiva de un volumen de capacidad que coincide con el volumen deseado por las autoridades energéticas para cada tipo de tecnología renovable). Además, este mecanismo es más consistente con el contexto regulatorio de aquellos modelos eléctricos cuya gestión de la fiabilidad del sistema pertenece a alguna de las variantes de mercados de capacidad mencionadas en el punto 2.2.1.

Por supuesto, una radical modificación al alza de las expectativas a largo plazo del precio de los derechos de emisión de CO₂ y una reducción de su incertidumbre, podrían atenuar la necesidad de instrumentar mecanismos de ayuda a la entrada de capacidad de generación con energías renovables. Pero esto requeriría, probablemente, o bien la sustitución del mecanismo de cap and trade por un impuesto (cuya cuantía podría alinearse con el coste de la emisión evitada por la tecnología de captura y confinamiento de CO₂) o el establecimiento de un suelo para los precios del mercado de derechos de emisión de CO₂. Estas reformas no parecen, sin embargo, probables.

IV.3.3.2- El marco de ayudas como mecanismo de internalización de las externalidades positivas imputables a la generación eléctrica con energías renovables

La justificación del pago a la generación con energías renovables de una remuneración más elevada que la resultante de los precios de mercado reposa en la atribución a la utilización de esas tecnologías de un conjunto de efectos externos positivos no reflejados en el precio de mercado. Las externalidades más claras serían su nula emisión de CO₂, su contribución al autoabastecimiento energético, al ahorro de combustibles y, en algunos casos, a la diversificación por tecnologías de generación. La Directiva 2009/28, se refiere además, a su papel para fomentar el desarrollo tecnológico y la innovación y ofrecer oportunidades de empleo y desarrollo regional, especialmente en zonas rurales y aisladas. Por último, aunque en este caso es difícil hablar de externalidad, se incluye como efecto positivo indirecto de la incorporación de energías renovables a la generación eléctrica, la reducción provocada en los precios medios del mercado mayorista de energía eléctrica.

IV - Trabajos elaborados
IV.3 - La regulación del sector eléctrico con alta penetración de energías renovables

131

La externalidad positiva asociada a la nula emisión de CO₂ quedaría en principio internalizada al quedar eximida la generación con renovables (eólica y solar) de la adquisición de derechos de emisión de CO₂. Puede argüirse que el precio de los derechos de emisión de CO₂ no reflejan la totalidad del coste social imputable a las emisiones. Pero en todo caso, es el precio sombra asociado a una restricción de la política energética y medioambiental de la UE (el “cap” sobre las emisiones de CO₂). Además, si esa es la justificación de un sobreprecio para la generación con energías renovables, el mismo tipo de argumento podría aplicarse a la generación con energía nuclear.

La contribución al autoabastecimiento energético (reducción de la dependencia exterior), es sin duda, una externalidad positiva no reflejada en los precios de mercado. En este caso, la dificultad reside en cuantificar el “valor” de la contribución a la seguridad del abastecimiento energético atribuible a la reducción de importaciones de combustible sustituido por la utilización de fuentes de energía renovables. El ahorro de combustibles (como efecto separado de su contribución a la seguridad de abastecimiento) no puede considerarse una externalidad positiva ya que quedaría internalizado por el coste nulo del combustible que soporta la generación con energías renovables (eólica o solar). Por otro lado, la contribución a la diversificación por tecnologías de la generación eléctrica dependerá del grado de penetración que hayan ya alcanzado las energías renovables.

Los argumentos de política industrial (contribución al desarrollo tecnológico, a la creación de una base industrial en un sector estratégico, o al avance en la curva de aprendizaje de nuevas tecnologías) muestran la existencia de efectos externos positivos en el tejido industrial⁴⁵. Pero estos argumentos, igualmente válidos para otras nuevas tecnologías, difícilmente justifican un sobreprecio. Las externalidades asociadas a la contribución al desarrollo y difusión tecnológicos deben compensarse con los instrumentos de la política tecnológica. Por otro lado, la promoción de nueva capacidad de generación renovable contribuye efectivamente al avance en la curva de aprendizaje, pero no necesariamente en el país que realiza la promoción. En España, por ejemplo, puede considerarse satisfactoria la “nacionalización” del avance a la curva de aprendizaje en las tecnologías eólica y termosolar, pero ha sido escasa en la fotovoltaica. Los argumentos de política social y regional pueden considerarse igualmente válidos en cualquier sector industrial.

La reducción de los precios medios en el mercado mayorista, aunque no es una externalidad, puede considerarse un efecto positivo del que se beneficia el consumidor eléctrico⁴⁶. Este efecto no repercute en la retribución de la generación con renovables

⁴⁵- Newbery (2.010)

⁴⁶- Sáenz de Miera y otros (2.002)



132 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

cuando el mecanismo de incentivos (ayudas) no es dependiente del precio de mercado al por mayor. Cuando esto ocurre (como en el sistema de primas o desgravaciones fiscales), la retribución esperada para la generación con energías renovables también se reducirá, lo que (si las primas o las desgravaciones se habían calculado para facilitar estrictamente la recuperación de los costes de la inversión y explotación eficiente) conduciría a un incremento de las ayudas (primas o desgravaciones); en caso contrario no se anticiparía la recuperación de la totalidad de los costes y la inversión en nueva capacidad de generación con energías renovables no tendría lugar. El efecto sobre la reducción de las energías renovables, por tanto, no existiría. Además, la reducción de los precios medios en el mercado mayorista podría reducir la retribución de la generación convencional por debajo del coste medio de generación de un nuevo entrante, eliminando los incentivos a la inversión en nueva capacidad de generación convencional.

IV.3.3.3 - Impacto regulatorio en la gestión de la fiabilidad del sistema

En el punto 1, se señalaba la existencia de sobrecostes en la provisión de servicios de ajuste y de “adequacy” (disponibilidad y suficiencia de capacidad), atribuibles al mayor requerimiento de servicios complementarios (reservas y gestión de desvíos) y de capacidad de “back-up” que implica la integración de energías renovables en la generación eléctrica. El principal objetivo de los procedimientos de operación para los servicios de ajuste y del marco regulatorio para la disponibilidad y suficiencia de capacidad será, lógicamente, garantizar un marco de incentivos adecuado para que la oferta del conjunto de esos servicios (seguridad, disponibilidad, suficiencia de capacidad) permita alcanzar los “standards” de fiabilidad del sistema establecidos. Pero, también, y relacionado con el objetivo precedente, existiría una segunda meta: asignar los costes a las instancias que lo generan. Este segundo objetivo es difícil de alcanzar en su integridad. En la medida que el marco de ayudas a la inversión en capacidad de generación renovable descrita en el punto 3.1. está diseñado para permitir recuperar al promotor los costes totales de una inversión y explotación eficientes, la atribución a la generación renovable de sobrecostes asociados a la gestión de la fiabilidad del sistema (sobre todo si son importantes) incrementará las ayudas necesarias para incentivar la inversión; la retribución de la generación renovable deberá prever la cobertura de su coste “directo” de generación (medido por el LCOE) y además una compensación por el sobrecoste de gestión de la fiabilidad del sistema imputado a la generación con energías renovables. En todo caso, la atribución de los sobrecostes de gestión de la fiabilidad del sistema a las instancias que lo generan permite articular incentivos a una inversión y explotación eficiente del parque de generación (incluso en la hipótesis de cobertura de costes totales esperados en la generación renovable).

En el caso de los servicios de ajuste, la principal modificación institucional requerida es el acercamiento del último mercado ("gate closure") al tiempo real. La variabilidad de la generación renovable disminuye con la escala temporal y la precisión de las previsiones se incrementa con el acortamiento de su horizonte; el requerimiento de servicios de ajuste se reducirá, por tanto, con la disminución del intervalo temporal entre el "gate closure" y el tiempo real. En segundo lugar, deben articularse procedimientos que permitan la internalización de los costes de los servicios de ajuste provocados. La incorporación del coste de los desvíos a la liquidación de los precios del mercado diario (y ajustes del mercado intradiario), como se realiza en España, es un instrumento adecuado para incentivar la precisión de las previsiones de la generación con energías renovables.

Los instrumentos de contratación de servicios de ajuste utilizados por el operador del sistema son a muy corto plazo y, por tanto, el volumen de la oferta de dichos servicios vendrá limitado por la capacidad disponible. La garantía de capacidad disponible ("adequacy", o disponibilidad y suficiencia) requiere instrumentos de contratación a más largo plazo, y su oferta vendrá incentivada por diferentes mecanismos (pagos de capacidad o mercados de capacidad). Como se señala en el punto 2, existen muy diferentes mecanismos para incentivar la garantía de capacidad disponible; incluso en los sistemas "energy only markets", se prevén mecanismos para cubrir el riesgo de insuficiencia de capacidad disponible. Las modificaciones del marco regulatorio que afecta a la oferta de disponibilidad y suficiencia de capacidad estarán condicionadas, por tanto, por el diseño del marco que cada sistema eléctrico haya elegido.

Una diferencia fundamental entre la capacidad de generación convencional y la capacidad de generación con energías renovables, eólica o solar, (señalada en el punto 2) es la significativa diferencia que existe, en el caso de generación con energías renovables, entre su "load factor" (o "capacity factor") y su "capacity credit" (o "capacity value"). Si la cobertura del incremento medio de energía (correspondiente a potencia de base) para satisfacer los aumentos medios de demanda se realiza con aumentos de capacidad de generación renovable, la diferencia entre "load factor" y "capacity credit" deberá cubrirse con la potencia de "back-up" (ver punto 2.2.1.2.). Esta capacidad de "back-up" puede ser capacidad de generación convencional gestionable (ciclos combinados esencialmente) pero también capacidad hidráulica regulable, almacenamiento (a medio plazo, esencialmente el bombeo) y utilización de la gestión de la demanda (interrumpibilidad). Limitar la necesidad de potencia de "back-up" adicional a la cobertura de la diferencia entre el "load factor" y el "capacity credit" de la generación renovable, supone la existencia de un "stock" suficiente de capacidad de generación gestionable (o potencia equivalente) disponible para reducir su utilización cuando la generación con renovables excede el límite



fiado por su “load-factor”. Si esta potencia “a bajar” existe, podrá ser contratada en el mercado de servicios de ajuste, pero no formaría parte de la capacidad de “back-up” adicional que es necesario incentivar para preservar el standard de fiabilidad que se habría conseguido utilizando capacidad de generación convencional en vez de capacidad de generación con energías renovables. De hecho, si existiese un exceso de capacidad de generación convencional (índice de cobertura de la capacidad de generación convencional superior al valor fijado como objetivo, en España 1,1), la incorporación de nueva capacidad de generación con energías renovables variable y de predicción incierta (eólica y solar) podría no necesitar la inversión en capacidad adicional de “back-up”. La capacidad existente podría jugar el papel de potencia de “back-up”.

En una situación de exceso de capacidad de generación convencional (flexible), por consiguiente, tanto la regulación adicional a subir como a bajar, podría ser suministrada por la capacidad de generación convencional existente. En teoría, dentro de la lógica de un sistema de “energy only markets”, la incorporación de nueva capacidad renovable, únicamente desplazaría una parte del suministro de energía desde la generación convencional a la renovable, pero la retribución de la capacidad de generación convencional (proveniente de la venta de energía y de servicios complementarios) no se modificaría necesariamente a pesar de modificarse el mix de ingresos. En realidad, sin embargo, en gran parte de los sistemas eléctricos se experimentaría una situación de “missing money” en ausencia de algún mecanismo de pagos de capacidad. Con la incorporación de capacidad de generación renovable, la cuantía del “missing money” se incrementaría, al reducirse el “load factor” de la capacidad de generación convencional. Si la caída del “load factor” se corresponde con un riesgo de mercado (p. ej.: la caída de la demanda eléctrica) el incremento del “missing money” no debería ser compensado. Sin embargo, puede considerarse razonable la compensación si la reducción del “load factor” de la capacidad de generación convencional se produce como resultado de un imperativo regulatorio (como es la entrada de nueva capacidad de generación renovable). En los sistemas donde existe un pago por capacidad cuya cuantía se determina estimando el “missing money” (coste medio de un nuevo entrante menos los ingresos por venta de energía y servicios complementarios), el mecanismo más simple consistiría en incrementar el pago por capacidad en función del aumento del “missing money” provocado por la reducción del “load factor” de la generación convencional.

Cuando los pagos por capacidad (fijados administrativamente o determinados en algún tipo de mercado de capacidad) deben incentivar la inversión en nueva capacidad de generación convencional en un contexto de ampliación de capacidad de generación renovable, los precios de la capacidad adicional de “back-up” deberán corresponderse

IV - Trabajos elaborados

IV.3 - La regulación del sector eléctrico con alta penetración de energías renovables

135

con el “coste marginal a largo plazo” de esta capacidad. Como se ha señalado anteriormente, la potencia adicional de “back-up” no incluye sólo la capacidad de generación convencional gestionable sino también la capacidad hidroeléctrica regulable, el almacenamiento (esencialmente, a medio plazo, el bombeo), la gestión de la demanda (interumpibilidad) e incluso la ampliación de la capacidad de interconexión. El precio de la capacidad se corresponderá con el coste marginal más bajo de la ampliación de capacidad de “back-up” entre las distintas alternativas (hasta el límite físico de su disponibilidad; se trataría de una oferta de capacidad en escalón). Este precio, como ya se señaló en el punto 2, se correspondería, por tanto, con el concepto de “net CONE” utilizado para fijar el precio pivote de la curva de demanda de capacidad en el diseño de mercado de capacidad del sistema PJM. Es decir, el precio de la capacidad sería el coste incremental de la nueva capacidad menos la parte recuperada en el mercado de energía y servicios complementarios.

Si existen mercados de capacidad (centralizados o descentralizados) a suficiente plazo (para permitir competir a ofertas de las diferentes alternativas de nueva capacidad de “back-up”) el precio de la capacidad de “back-up” vendrá determinado en esos mercados. Si el precio de la capacidad (pago por capacidad) se determina por una instancia administrativa sería necesario estimar el equivalente del “net CONE”. En todo caso, si la oferta de potencia de “back-up” tiene la forma de nueva capacidad de generación convencional, la cuantía del “net CONE” con capacidad adicional de generación renovable será significativamente más elevada que la estimada en un sistema eléctrico con sólo generación convencional, ya que la nueva capacidad de “back-up” tendrá un “load factor” muy inferior al de la capacidad de generación convencional en ausencia de generación con energías renovables.

IV.3.3.4- Impacto en la regulación del mercado mayorista

Existen diferentes diseños institucionales de los mercados mayoristas en los sistemas eléctricos liberalizados. En todos ellos, la elevada penetración de energías renovables en el mix de generación puede requerir reformas significativas en las reglas de funcionamiento para acomodar eficientemente algunas de las singularidades de la generación con energías renovables. En el punto 3.3. ya se señalaba la conveniencia del acercamiento del último mercado (“gate closure”) al tiempo real, con mercados intradiarios suficientemente líquidos hasta el momento más cercano, técnicamente posible, del tiempo real de suministro⁴⁷. No obstante, las principales alteraciones en el comportamiento del mercado mayorista están ligadas a la variabilidad y coste variable prácticamente nulo de la

⁴⁷ Weber 2010

136 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

generación renovable (eólica y solar) así como a la imposibilidad de almacenar el recurso que estas tecnologías utilizan (viento y radiación solar).

Aunque no existiese la prioridad de despacho para la generación con renovables, su prácticamente nulo coste variable (en la generación con energía eólica y solar) implica que su oferta (cuando el recurso, aire o sol, está disponible) tiende a desplazar la oferta de generación del resto de las tecnologías. El resultado (dado el coste variable y la variabilidad de la generación con renovables) será una reducción de los precios "spot" medios de energía eléctrica en el mercado mayorista y un aumento de su volatilidad⁴⁸. Este efecto sobre los precios del mercado mayorista puede además tener una notable incidencia en otros aspectos de la regulación del sistema. En primer lugar, como se ha señalado en el punto 3.1. una reducción de la retribución que la generación renovable (en aquellos mecanismos de ayuda en los que la retribución es parcialmente dependiente de los precios de mercado) recibe a través de los precios del mercado mayorista, requerirá establecer una mayor compensación a través del componente retributivo regulado (primas o desgravaciones fiscales). En segundo lugar, la menor retribución de la generación convencional a través del precio del mercado mayorista (añadida a la reducción de su "load factor") incrementará el "missing money" y, por tanto, la necesidad de incrementar los pagos por capacidad. En cualquier caso, el peso de la retribución asociada a los precios del mercado mayorista en la retribución total de la generación se reducirá sensiblemente.

Por otro lado, la imposibilidad de almacenar el recurso energético (viento o radiación solar) de la generación con renovables (con la excepción de la generación termosolar que admite el almacenamiento de calor en sales fundidas) conduce a la posibilidad de despilfarrar de energía en forma de vertidos. Esta situación puede producirse si la oferta de generación con renovables es superior a la demanda. Pero también como consecuencia de que los costes de parada y arranque, y los "ramp rate" de las instalaciones de generación convencional, pueden hacer más económico un despacho con vertidos que el desplazamiento total de la generación convencional por la generación renovable. Un despacho que minimice los costes puede obtenerse mediante el redespacho resultado de la actuación del operador del sistema o estableciendo unas reglas de mercado que permitan los precios negativos⁴⁹. Los propietarios de determinadas centrales, sobre todo

48. Aunque como señala Euroelectric (2010,2) la integración de las energías renovables induce también presiones alcistas sobre los precios en el mercado mayorista (mayores precios ofertados para la generación convencional para compensar una explotación ajéda de su óptimo técnico), el efecto neto predominante es la presión a la baja de los precios medios en el mercado mayorista. Este es el resultado que muestran análisis empíricos del mercado español (Senz de Miera y otros 2002) y alemán (Sensfuß y otros 2008)

49. Euroelectric (2010,(1)), Orfías (2010), Nicolosi (2010)



IV - Trabajos elaborados

IV.3 - La regulación del sector eléctrico con alta penetración de energías renovables

137

aquellas centrales como las nucleares de menor capacidad de modulación, pueden estar interesados en pagar un precio por mantener un determinado nivel de generación. La existencia de precios negativos puede permitir así autodespachos eficientes. Abriendo esta posibilidad, los precios negativos permitirían reflejar más correctamente los costes de oportunidad a corto plazo de la generación (más allá de los costes variables). Ahora bien, como señala Euroelectric, los precios negativos pueden conducir a resultados ineficientes si se tiene en cuenta el bienestar social: estos precios podrían estar subvencionando demandas de electricidad de valor nulo o negativo.

En todo caso, la valoración de las ventajas de exponer a los precios de mercado mayorista a la generación con energías renovables puede considerarse una cuestión controvertida. La generación con energías renovables de coste variable prácticamente nulo y recurso no almacenable (eólica, solar) será ofertada cuando el recurso esté disponible, independientemente de los precios del mercado mayorista (excepto si éstos son negativos); como señala Klessmann y otros⁵⁰ (en relación a la generación eólica) no existe respuesta a corto plazo a las señales de mercado por lo que resultan discutibles las ventajas del sometimiento a los precios de mercado de este tipo de generación cuando, además, esta exposición implica añadir al riesgo regulatorio un riesgo de mercado y, por tanto, incrementar el coste de capital imputable a la inversión en ese tipo de capacidad de generación renovable. Hiroux y otros⁵¹, sin embargo, consideran que las “señales de mercado pueden ser beneficiosas para lo generadores eólicos para mejorar la selección de emplazamientos (considerando perfiles temporales, congestión y pérdidas), la planificación del mantenimiento y la combinación con otras tecnologías, así como para incorporar efectos de portfollio y añadir transparencia en relación a los costes totales de las políticas de promoción”. Las ventajas señaladas por Hiroux y otros remiten a respuestas a largo plazo a las señales de mercado. En el caso de la selección de emplazamientos, además, la existencia de señales de mercado relevantes está condicionada a la implantación de un diseño de mercado mayorista con precios locacionales (nodales o zonales) y a la calidad de la información que dichos precios transmiten al inversor.

IV.3.3.5- El impacto en la regulación de las redes

En el punto 2, se han mencionado los sobrecostes que la incorporación de energías renovables provoca en la inversión y explotación de las redes de transporte y distribución. Estos sobrecostes derivan tanto de una arquitectura más extensa de las redes para acomodar una generación más dispersa geográficamente como de la mayor intensidad en tecnología (esencialmente, tecnología de control y comunicaciones) que exigen las

⁵⁰- Klessmann y otros (2008)
⁵¹- Hiroux y otros (2010)



“redes inteligentes”, necesarias para optimizar un parque de generación con alto peso de energías renovables.

Como se señalaba en el punto 2, un primer problema, si se necesitase una atribución diferenciada de costes, sería la diferenciación de los “costes” imputables exclusivamente a la generación con renovables. Aunque, probablemente, el problema más complejo es el diseño de una regulación por incentivos que combine adecuadamente el imperativo de minimización de la inversión, con los requerimientos de calidad y con la exigencia de acomodar la compleja tecnología de las “smart grids”. El establecimiento de “benchmarks” indicativos de una inversión eficiente en nuevas instalaciones, como base para establecer su retribución, es ya extraordinariamente difícil para unas redes de tecnología convencional; con el diseño de redes de distribución “activas”, necesarias para acomodar generación y almacenamiento distribuido, esta tarea se complica todavía más.

IV.3.4- Conclusión

Una penetración elevada de las energías renovables en el mix de generación eléctrica exige reconsiderar aspectos sustanciales del marco regulatorio en los modelos eléctricos liberalizados. En primer lugar, es necesario diseñar un marco de “ayudas” a la entrada de capacidad de generación con energías renovables ya que el coste medio de generación con estas energías (con la excepción de la generación eólica en emplazamientos de alta calidad) es superior al precio medio de la energía eléctrica esperado a medio-largo plazo en el mercado mayorista. El volumen requerido de “ayudas” será tanto más elevado cuanto más intensa sea la reducción de los precios medios en el mercado mayorista provocada por la penetración de la generación con energías renovables a coste variable prácticamente nulo. El diseño óptimo del mecanismo de ayudas dependerá de un amplio abanico de factores y, esencialmente, de la valoración por parte del regulador de las ventajas de la exposición de la generación renovable a los precios de mercado y del impacto de los riesgos de mercado y regulatorio en el coste de capital atribuible a la inversión en estas tecnologías de generación.

En segundo lugar, deberá reconsiderarse igualmente el marco regulatorio de la gestión de la fiabilidad del sistema, tanto de los servicios de ajuste como del sistema de incentivos para garantizar el nivel requerido de capacidad disponible, dadas las exigencias específicas de servicios complementarios y potencia de soporte necesarios para acomodar una penetración elevada de generación variable y con recursos no almacenables.

IV - Trabajos elaborados

IV.3 - La regulación del sector eléctrico con alta penetración de energías renovables

139

En tercer lugar, el mercado al por mayor deberá adaptar sus reglas de funcionamiento para optimizar la explotación de un sistema con elevada penetración de energías renovables, acercando al máximo el funcionamiento de los mercados intradiarios al "gate closure" y considerando la posibilidad de introducción de precios negativos.

En todo caso, el marco regulatorio que exige una elevada penetración de energías renovables en la generación eléctrica propiciará una disminución de la relevancia de los precios en el mercado mayorista como señales para los inversores en nueva capacidad de generación. El incentivo a la inversión en capacidad renovable depende de un "sobreprecio" fijado directa o indirectamente por una instancia administrativa. La retribución de la generación convencional dependerá en mayor grado de los ingresos correspondientes a la oferta de servicios de fiabilidad del sistema (servicios de ajuste y pagos de capacidad), y los ingresos asociados a los precios del mercado mayorista representarán un peso menor en los ingresos totales. En este contexto, se modificará el mix regulación-mercado en el sector eléctrico (asumiendo la regulación una mayor presencia) lo que se traducirá en una mayor relevancia del riesgo regulatorio para la determinación del coste de capital atribuible a las inversiones en nueva capacidad de generación.



140 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

REFERENCIAS

- M.J. Barradale
2010. "Impact of public policy uncertainty on renewable energy investment: Wind power and the production tax credit". Energy Policy
- N. Boccard
2010 (1). "Economic properties of wind power. A European assessment". Energy Policy.
2010 (2). "Capacity factor of wind power realized values vs. estimates". Energy Policy.
- The Brattle Group
2008. "Review of PJM's Reliability Pricing Model". PJM
2009. "A comparison of PJM's RPM with alternative energy and capacity market designs". PJM
- Consejo de Reguladores
2007. "Propuesta del Consejo de Reguladores sobre un mecanismo de garantía de suministro".
- Y. Du and J. Parsons
2009. "Update on the cost of nuclear power". CEEPR
- Euroelectric
2010 (1). "Integrating intermittent renewables sources into the E.U. electricity system by 2020: Challenges and Solutions". Euroelectric.
2010 (2). "Power Choices". Euroelectric.
- EWEA
2009. "The economics of wind energy". EWEA
- R. Green, N. Vasilakos
2010. "Market behaviour with large amount of intermittent generation". Energy Policy.
- Gross, Heptonstall, Anderson, Green, Leach, Skea
2006. "The costs and impacts of intermittency". UKERC
- C. Hiroux, M. Sagan
2010. "Large-scale wind power in European electricity market: Time for revisiting support schemes and market designs?". Energy Policy
- Holtinen y otros. IEA Wind Task 25
2009. "Design and operation of power systems with large amounts of wind power". VTT. IEA wind
- IEA/NEA
2010. "Projected costs of generating electricity". IEA/NEA

IV - Trabajos elaborados

IV.3 - La regulación del sector eléctrico con alta penetración de energías renovables

141

- P. Joskow
2006. "Incentive regulation in theory and practice: electricity distribution and transmission networks". MIT
2009. "Deregulation". MIT
- C. Klessmann, Ch. Nabe, K. Burges
2008. "Pros and cons of exposing renewables to electricity market risks. A comparison of the market integration approaches in Germany, Spain and the U.K.". Energy Policy
- D. Millborrow
2009. "Managing variability". WWF-UK, RSPB, Greenpeace UK., Friends of the Earth EWNI
- M. Milligan and K. Porter
2008. "Determining the capacity value of wind: An updated survey of methods and implementation". N.R.E.L.
- MIT
2009. "Update of the M.I.T. 2003, Future of Nuclear Power". MIT
- NERC
2007. "Toward ensuring reliability: Reliability performance metrics". NERC
2009. "Accommodating high levels of variable generation". NERC
- M. Nicolosi
2010. "Wind power integration and power system flexibility: An empirical analysis of extreme events in Germany under the new negative price regime". Energy Policy.
- D. Newberry
2010. "Market design for a large share of wind power". Energy Policy.
- J. C. Ortigas
2010. "Integración de la producción renovable en 2020 (I, II)". Electricidad (UNESA/RED Eléctrica)
- G. Sáenz de Miera, P. del Río, I. Vizcaino
2008. "Analysing the impact of renewable electricity support schemes on power prices: The case of wind electricity in Spain". Energy Policy.
- F. SenstufB, M. Ragwitz, M. Genoese (2008)
The merit order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany". Energy Policy.
- S. Stoft
2002. "Power system economics". IEEE/WILEY
- Ch. Weber
2010. "Adequate intraday market design to enable the integration of wind energy into the European power Systems". Energy Policy
- H. Yin, N. Powers
2010. "Do state renewable portfolio standards promote in-state renewable generation?. Energy Policy.

142 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

ANEXO: ESTIMACIONES DEL COSTE MEDIO DE GENERACIÓN PARA DIFERENTES TECNOLOGÍAS

Cuadro IV.3.1: Costes medios de generación (LCOE) (\$/MWh)

	M.L.T	IEA/NEA (valores medianos)		IEA/NEA (Eurelectric)	
		Tipo de descuento		Tipo de descuento	
	(1)	(5%)	(10%)	(5%)	(10%)
Nuclear	84	58,5	98,7	59,9	105,8
Gas (C.C.)	74	85,8	92,1	86,1	93,8
Carbón (sin captura)	83	65,2	80,1	62/74	79/90
Carbón (con captura)		62,2	89,9	74,5	102
Eólica (on-shore)		96,7	137,2	112,7	154,7
Eólica (off-shore)				120,9/137,2	162,9/182,1
Solar fotovoltaica		410,8	616,5	244,7	361
Termosolar				171,3	244

(1) Tipo de descuento (nominal): Nuclear (10%). Gas (7,8%). Carbón (7,8%). Tasa de inflación: 3%

Fuentes: MIT (2009); Du y Parsons (2009); IEA/NEA (2010)

IV. 4- Interconexiones eléctricas y gasistas de la Península Ibérica: contexto, situación actual y retos de futuro

IV.4.1- Resumen ejecutivo y conclusiones extraídas

La Península Ibérica, por su posición geográfica y su bajo nivel de interconexión con el resto de Europa, podría ser considerada en materia energética prácticamente como una “isla”. Esta situación, unida a su gran dependencia de fuentes de suministro exteriores, ha hecho que el desarrollo y la gestión de las infraestructuras de redes eléctricas y gasistas constituyan un elemento de singular relevancia e impacto en el sistema energético.

A pesar de su aislamiento, los sistemas eléctrico y gasista españoles, e ibérico en general, se han ido expandiendo de manera progresiva, con la activa participación y compromiso de los agentes implicados, permitiendo no sólo que la totalidad de la población tenga acceso al suministro de electricidad, sino que además gran parte de los ciudadanos disfruten también del suministro de gas natural.

En el nuevo contexto europeo, derivado del Tratado de Lisboa y de la nueva política energética comunitaria, el mantenimiento de esa “isla” energética tiene cada vez menor cabida.

La creación de un verdadero Mercado Interior de la Energía, al que todos los consumidores tengan acceso y del que todos se puedan beneficiar, requiere que las interconexiones eléctricas y gasistas entre los Estados miembros sean suficientes y permitan la consecución de los objetivos básicos de seguridad de suministro, sostenibilidad y competitividad en el sector de la energía.

La capacidad de interconexión eléctrica debe permitir el apoyo entre sistemas vecinos en condiciones de emergencia, la progresiva convergencia de los precios del mercado y la optimización de la integración de energías renovables en el sistema eléctrico europeo, todo ello hasta el punto en el que los beneficios totales superen los costes a incurrir en el desarrollo de la interconexión. Como medida indicativa de carácter global a escala comunitaria, el Consejo Europeo de Barcelona, celebrado en marzo de 2002, fijó como objetivo que “los Estados miembros deberán tener (...) un nivel de interconexiones eléctricas de al menos el 10 % de su capacidad de producción instalada”.

En el caso de las gasistas, el nivel de interconexión podría llegar a ser incluso equivalente a varias veces el consumo de un país, en el supuesto de que la capacidad también



144 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

fuera utilizada como fuente de suministro y tránsito hacia otros países. En Europa, el gas, a diferencia de la electricidad, precisa atravesar una o varias fronteras desde el punto de producción hasta el de consumo.

El desarrollo de infraestructuras de interconexión a través de los Pirineos, tanto eléctricas como gasistas, ha resultado extraordinariamente complejo. Varios son los motivos por los cuales los avances han sido, durante años, mínimos o incluso nulos. Por una parte, y quizás sea la causa fundamental, la ausencia de una visión y objetivos compartidos entre los países a ambos lados de los Pirineos ha dado lugar a que los esfuerzos para la ejecución de nuevas infraestructuras hayan sido ciertamente asimétricos. Esta circunstancia, unida a la diferente configuración de la industria y al heterogéneo marco regulativo de cada país, ha impedido llevar a cabo los avances necesarios. Como resultado, los impulsos en el lado español no han dado los frutos deseados.

Por otro lado, cabría destacar el impacto negativo que, tal y como ha señalado la Comisión Europea, puede haber tenido la deficiente separación de actividades entre los operadores de las infraestructuras de transporte y las empresas verticalmente integradas propietarias de las mismas, bajo la creencia de que la existencia de más infraestructuras de red y mayor capacidad de interconexión, perjudicaría a la empresa suministradora del mismo grupo empresarial. Además, en el caso de las interconexiones eléctricas, el elemento de contestación social, espontánea o inducida, se ha constituido en el principal causante de esa sequía constructiva.

Con todo y con eso, en los últimos años, se han logrado avances que, aunque todavía resultan insuficientes, mejorarán el nivel de las interconexiones de la Península respecto al resto de Europa. Así, por ejemplo, para intentar avanzar en la ejecución de la primera interconexión eléctrica entre España y Francia en 25 años, ha sido necesario que las autoridades europeas introdujeran la figura del coordinador europeo para tratar de salvar la distancia existente, en visión y objetivos, entre los países implicados. La solución final acordada por ambos países ha consistido en ofrecer un trazado y una configuración que tratan de dar respuesta a la fuerte oposición social a la que este proyecto se enfrenta a ambos lados de la frontera, si bien este esquema supone para el usuario final soportar un mayor coste por esta interconexión que el que habría supuesto un proyecto estándar.

No menor logro ha sido el proceso para el desarrollo de nueva capacidad de interconexión por gasoducto. En este caso, ha sido clave el papel desempeñado por la Iniciativa Regional de Gas del Sur en la cual se identificó, ya desde el principio, que la primera y primordial prioridad para el desarrollo del mercado regional del suroeste de Europa era la existencia de suficiente capacidad de interconexión entre la Península Ibérica y Francia.

En los últimos cuatro años, desde que se puso en marcha esa iniciativa, ha sido necesaria la celebración de innumerables reuniones, con la activa participación de las autoridades reguladoras de los tres Estados miembros, la Comisión Europea, los operadores de infraestructuras y los usuarios.

Es importante destacar que, de haber suficiente capacidad de interconexión por gasoducto entre la Península Ibérica y el resto de Europa, la primera podría convertirse en un punto importante de entrada de gas al continente, poniendo a disposición de éste la significativa capacidad de regasificación de las plantas de GNL y las conexiones con los países productores del norte de África. Este esquema contribuiría de manera esencial a la diversificación de suministros en la Unión Europea ya que, unido al proyecto de “flujos reversibles” de los gasoductos, permitiría reducir, con unas inversiones marginales y en un corto periodo de tiempo, la dependencia de gas ruso de los países del Este de Europa.

Una situación similar se da en el caso eléctrico. El aumento de capacidad de intercambio en la interconexión entre España y Francia resulta imprescindible para la materialización de iniciativas energéticas euromediterráneas tales como el Plan Solar Mediterráneo, DESERTEC o TRANSGREEN, que pretenden abastecer una parte importante del consumo eléctrico de Europa a través de energías renovables instaladas en el norte de África. Los retos que se presentan para el futuro son aún muy importantes, debiendo destacarse los siguientes:

- Desarrollar aquellas infraestructuras de red que sean necesarias para conseguir un Mercado Interior de la Energía verdaderamente competitivo y para garantizar la seguridad de suministro de la UE, reduciendo su vulnerabilidad y evitando que situaciones como la de la última crisis de gas ruso vuelvan a ocurrir. En el contexto económico-financiero actual, es importante priorizar aquellos proyectos de mayor eficiencia económica, tanto por la inversión que llevan aparejada como por el plazo para su realización.
- Mejorar la estabilidad y predictibilidad del marco regulativo de la actividad de infraestructuras, así como homogeneizar determinados tratamientos regulativos en los distintos Estados miembros, de tal forma que el proceso inversor y generador de nueva capacidad de interconexión se pueda llevar a cabo con las adecuadas garantías de retorno.
- Implantar las políticas europeas de manera uniforme y coordinada, en plazo y contenido, en todos los Estados miembros, teniendo en cuenta el ámbito de decisión europeo para perseguir los objetivos planeados, así como avanzar en la implantación efectiva del Tercer Paquete, en particular en lo que se refiere a la separación de actividades de transporte de energía.

- Racionalizar, homogeneizar y acelerar el proceso de permisos y autorizaciones para la ejecución de las obras, estableciendo plazos máximos y otorgando mayor poder de participación y decisión a las autoridades europeas.
- Concienciar aun más a las autoridades, usuarios de infraestructuras y población en general de la extraordinaria vinculación entre el desarrollo de infraestructuras eléctricas y gasistas y la política de lucha contra el cambio climático. Las primeras, permitiendo la integración de la generación con fuentes de energías renovables y las segundas, aportando el imprescindible servicio de respaldo cuando las fuentes renovables, de generación intermitente y de más difícil gestión, no pueden aportar la generación que demanda el mercado.

Para finalizar, insistir en que en los próximos meses se debería avanzar en identificar el diseño final del Anillo Mediterráneo y defender un papel destacado de nuestro país en el mismo. Ello facilitaría tanto el incremento en el uso de las energías renovables, como una mayor diversificación de los suministros, al permitir que el resto de Europa tuviera acceso al gas procedente del norte de África y al gas licuado que entra en las plantas ya existentes en la Península Ibérica.

IV.4.2- Introducción y contexto de trabajo

El Tratado de la Unión Europea (UE) recoge como objetivo fundamental la creación de un verdadero mercado interior. La consecución de este objetivo implica la existencia de un espacio sin fronteras interiores en el que la libre circulación de mercancías, personas, servicios y capitales esté garantizada, y para ello, el desarrollo de las infraestructuras es uno de los instrumentos básicos.

La incorporación por el Tratado de Lisboa de un capítulo específico sobre energía reforzó la base legal para el desarrollo de nuevas iniciativas tendentes a mejorar la sostenibilidad, seguridad de suministro, funcionamiento del Mercado Interior de la Energía y el desarrollo de las interconexiones para facilitar el ejercicio del principio de solidaridad entre Estados miembros.

Sin embargo, aunque se ha avanzado mucho en materia de libre circulación de mercancías, personas y capitales dentro del espacio europeo, la circulación de la energía tiene todavía muchos retos por superar.

Desde la creación de la Unión Europea, una de las primeras medidas para favorecer el funcionamiento de ese espacio común ha sido eliminar las barreras que limitan el libre

IV - Trabajos elaborados

IV.4 - Interconexiones eléctricas y gasistas de la Península Ibérica: contexto, situación actual y retos de futuro

147

movimiento de bienes entre países. En este sentido, el comisario de energía, Günther Oettinger, en la conferencia sobre “*European energy infrastructure policy*” celebrada en Madrid el pasado 28 de mayo de 2010, reconocía que todavía quedaba mucho trabajo por realizar en relación a las infraestructuras energéticas. Ilustrando su mensaje, planteaba que hoy sería impensable imaginar la falta de conexión por carretera entre dos países de la UE que limitase que los europeos pudiesen pasar libremente de un Estado miembro a otro.

En casos como en el del transporte por ferrocarril, donde existían impedimentos físicos a la circulación análogos a los de la energía (p.e. en aquellas regiones cuyas redes cuentan con un ancho distinto al estándar establecido para el conjunto europeo) se han ideado soluciones para mitigar los efectos negativos que tales barreras pudieran tener sobre el transporte y, desde luego, los nuevos proyectos de infraestructuras (p.e. las nuevas líneas de alta velocidad en desarrollo) se hacen bajo especificaciones homogéneas a nivel europeo que tienen como objetivo el facilitar el movimiento de personas y mercancías entre países y en ningún caso limitarlo.

Quando se trata de infraestructuras energéticas la realidad es muy diferente. El hecho de que muchas de las empresas responsables del desarrollo de las infraestructuras de transporte pertenezcan a grupos verticalmente integrados, donde conviven con empresas que tienen por objeto la actividad de producción y/o de comercialización, hace que existan conflictos de intereses que, lejos de favorecer el desarrollo de las inversiones para el acceso a la red, impiden que ésta se desarrolle de acuerdo a las necesidades del mercado, dificultando así el acceso de nuevos competidores, y en muchos casos, poniendo en riesgo la seguridad de suministro del conjunto de la Unión.

En la exposición de motivos (*Explanatory Memorandum*⁵²) que acompaña al Tercer Paquete de medidas para el desarrollo del mercado interior de la electricidad y del gas, la propia Comisión Europea reconoce que las inversiones en infraestructuras energéticas son usadas en muchos casos por las empresas transportistas verticalmente integradas para dificultar la entrada de nuevos competidores dentro de sus fronteras.

La Comisión insiste en que las empresas verticalmente integradas son reacias a incrementar la capacidad de interconexión cuando ésta afecta al “mercado tradicional” de las comercializadoras de su grupo, lo que perjudica gravemente, no solo al mercado interior europeo, sino a la seguridad de suministro y a los objetivos de eficiencia energética y cambio climático.

52. EC, Explanatory Memorandum of the Third Energy Package (Septiembre de 2007), http://ec.europa.eu/energy/electricity/package_2007/doc/2007_09_19_explanatory_memorandum_en.pdf
Traducción libre del autor



148 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

El primer plan de acción de la energía para Europa, aprobado en el 2007, dio lugar a nuevas normas que tienen como objetivo conseguir una energía más segura, sostenible y competitiva para Europa. Resultado de este plan de acción son el ya mencionado Tercer Paquete de medidas sobre el mercado interior⁵³, el Paquete sobre el cambio climático⁵⁴, la Directiva sobre seguridad nuclear⁵⁵ y el Plan estratégico sobre tecnología energética⁵⁶.

El Tercer Paquete establece las condiciones para el desarrollo de un mercado interior europeo que facilite a los consumidores, tanto a las personas físicas como a las empresas, acceder a una energía en condiciones de seguridad, sostenibilidad y competitividad. Uno de los pilares fundamentales del Tercer Paquete para lograr este objetivo es la creación de tres nuevas instituciones comunitarias en el ámbito de la energía: la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER, en sus siglas en inglés) y las Redes europeas de gestores de red de transporte de electricidad y de gas (ENTSO-E y ENTSO-G, en sus siglas en inglés, respectivamente).

El ámbito sobre el que ACER tendrá una mayor capacidad de decisión será precisamente el de las cuestiones regulatorias de ámbito transfronterizo, si bien es cierto que sólo en aquellos casos en los que los reguladores nacionales no hayan alcanzado un acuerdo en un periodo de seis meses, o bien éstos soliciten conjuntamente la intervención de la Agencia. Por otro lado, ACER también deberá opinar sobre los planes nacionales de desarrollo de la red de transporte a diez años, a fin de evaluar su coherencia con el plan comunitario no vinculante de desarrollo de la red que, para el mismo horizonte temporal, deben elaborar ENTSO-E⁵⁷ y ENTSO-G⁵⁸. En estos planes, denominados en inglés *Ten Year Network Development Plans* (TYNDPs), ENTSO-E y ENTSO-G indican los desarrollos previstos en la red europea y su capacidad para cumplir con las necesidades futuras del mercado energético europeo. El impacto y la trascendencia de sus conclusiones dependerán, no obstante, del rigor que observen sus miembros –algunos de ellos, transportistas pertenecientes a grupos verticalmente integrados– a la hora de plasmar sus planes de infraestructuras en los TYNDPs de electricidad y gas.



53- http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/third_legislative_package_en.htm

54- http://ec.europa.eu/dima/policies/brief/eu_package_en.htm

55- Directiva 2009/71/Euratom del Consejo, de 25 de junio de 2009, por la que se establece un marco comunitario para la seguridad nuclear de las instalaciones nucleares <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:32009L0071:ES:NOT>

56- Plan estratégico europeo de tecnología energética (SET Plan) <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2007:0723:FIN:ES:PDF>

57- Reglamento (CE) nº 714/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad y por el que se deroga el Reglamento (CE) nº 1228/2003 - Art. 8 - Tareas de la RCERT de Electricidad <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0015:0035:ES:PDF>

58- Reglamento (CE) nº 715/2009 del Parlamento europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural y por el que se deroga el Reglamento (CE) nº 1775/2005 - Art. 8 - Tareas de la RCERT de Gas <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0005:6005:4:ES:PDF>



IV - Trabajos elaborados

IV.4 - Interconexiones eléctricas y gasisitas de la Península Ibérica: contexto, situación actual y retos de futuro

149

Las medidas recogidas en el Tercer Paquete tratan de dar soluciones a los problemas descritos anteriormente mediante la incorporación de disposiciones relativas a la separación de la propiedad y la gestión de las redes de transporte por un lado, y las actividades de producción y suministro por otro. Sin embargo, y aunque la Comisión ha precisado que la solución más efectiva para esos problemas es la separación de propiedad (una misma empresa no puede ser al mismo tiempo la propietaria del transporte y a su vez realizar funciones de producción y/o de suministro), finalmente la opción aprobada permite optar por otros dos modelos en los que las empresas verticalmente integradas pueden mantener la propiedad de la red de transporte, si bien su gestión debe quedar separada (modelos ISO⁵⁹ e ITO⁶⁰). Estos modelos sólo son aplicables en aquellos Estados miembros en los que a fecha 3 de septiembre de 2009 existieran empresas integradas verticalmente.

Con carácter general, el plazo para que los Estados miembros apliquen las disposiciones del Tercer Paquete finaliza el 3 de marzo del 2011. Será a partir de ese momento cuando se tenderá una visión más completa de los avances logrados por las nuevas instituciones europeas, así como de los modelos de separación de actividades elegidos por los distintos Estados miembros. Sin embargo, habrá que esperar algún tiempo más para poder comprobar si la implantación del Tercer Paquete consigue resolver los problemas, tan claramente descritos en su *Explanatory Memorandum*⁶¹, que tanto perjudican al sistema energético europeo en su conjunto.

El desarrollo de las infraestructuras no es sólo uno de los instrumentos básicos para la consecución del objetivo del mercado interior, objetivo que es parte de la política energética europea, sino que es un instrumento común para alcanzar el resto de objetivos: competitividad, solidaridad entre países, cambio climático, eficiencia y seguridad de suministro.

Ya en junio de 1996, el Parlamento Europeo y el Consejo adoptaron un conjunto de orientaciones básicas sobre redes transeuropeas de energía (Trans-European Energy Networks, TEN-E⁶²), definiendo proyectos de interés común, los cuales han ido revisándose y actualizándose a lo largo del tiempo, la última vez en 2003⁶³.

59. ISO consiste en que las empresas integradas verticalmente puedan mantener la propiedad de los activos de transporte pero tengan que poner la gestión y operación de los mismos en manos de un operador del sistema de propiedad independiente.
60. ITO permite que los gestores de las redes de transporte sigan formando parte de empresas integradas, aunque se reducen las condiciones relativas a la autonomía, a la independencia y a las inversiones.

61 - Iv.

62. EC, DG Energy/http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/ten_e/ten_e_en.htm

63. Decisión nº 1229/2003/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, por la que se establece un conjunto de orientaciones sobre las redes transeuropeas en el sector de la energía y por la que se deroga la Decisión nº 1254/96/CE

Decisión nº 1741/1999/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 29 de julio de 1999, que modifica la Decisión nº 1254/96/CE por la que se establece un conjunto de orientaciones sobre las redes transeuropeas en el sector de la energía

Decisión nº 1047/97/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 29 de mayo de 1997, que modifica la Decisión nº 1254/96/CE por la que se establece un conjunto de orientaciones sobre las redes transeuropeas en el sector de la energía

Decisión nº 1254/96/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 1996, por la que se establece un conjunto de orientaciones sobre las redes transeuropeas en el sector de la energía.

Decisión nº 96/391/CE del Consejo, de 28 de marzo de 1996, por la que se determinan un conjunto de acciones para establecer un contexto más favorable para el desarrollo de las redes transeuropeas en el sector de la energía.



150 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

Entre las prioridades identificadas en el programa TEN-E se encuentran:

Para electricidad y gas:

- Adaptación y desarrollo de las redes de energía para apoyar el funcionamiento del Mercado Interior de la Energía y, en particular, resolver los problemas de cuellos de botella, congestión y carencia de enlaces.
- Establecimiento de redes de energía en regiones insulares, aisladas, periféricas y ultra-periféricas, y promoción de la diversificación de fuentes de energía y el uso de las fuentes de energía renovables.

Para electricidad:

- Adaptación y desarrollo de redes para facilitar la integración o la conexión de la producción de energías renovables.
- Interoperabilidad de las redes de electricidad.

Para gas natural:

- Desarrollo de redes de gas para responder a las necesidades de consumo de la Comunidad Europea, el control de sus sistemas de suministro y la interoperabilidad, y la diversificación de las fuentes de gas natural y de las vías de suministro.

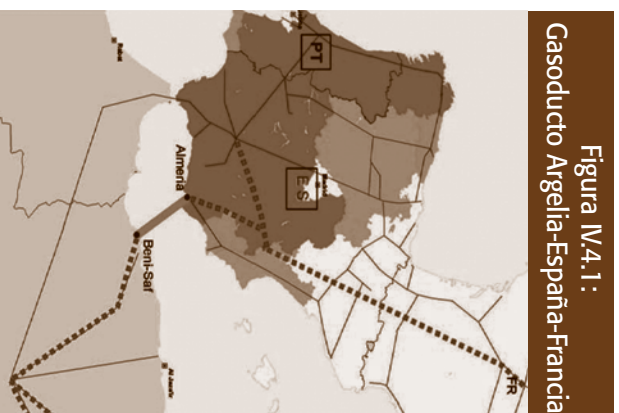
En este contexto se incluyó el corredor Argelia-España-Francia (*"Priority Interconnection Plan. NG2: The pipeline between Algeria-Spain-France and continental Europe (MEDGAZ pipeline)"*⁶⁴).

El actual modelo comunitario de apoyo al desarrollo de redes energéticas de ámbito europeo (*Trans European energy Networks guidelines and financial regulation, TEN-E65*) ha demostrado sus limitaciones ya que, en la

64- Decision n° 1364/2006/EC of the European Parliament and of the Council of 6 September 2006 laying down guidelines for trans-European energy networks and repealing Decision 96/39/EC and Decision No 1229/2003/EC [Official Journal L 262 of 22.9.2006]

http://eurlex.europa.eu/smartapi/cgi/sga_doc?smartapi!lexplis!prodIDDoc!umheral!gen&type_doc=Decision&an_doc=2006&nu_doc=1364

65- http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/ten_e/ten_e_en.htm



IV - Trabajos elaborados

IV 4 - Interconexiones eléctricas y gasistas de la Península Ibérica: contexto, situación actual y retos de futuro

151

práctica, sólo ha funcionado para casos en los que los proyectos cuentan con un claro respaldo político o forman parte de los denominados proyectos de interés europeo. Sin embargo, incluso estos últimos han contado para su adecuada ejecución con limitaciones y obstáculos, lo que ha perjudicado seriamente el transporte transfronterizo entre Estados miembros.

En el caso español, el proyecto de conexión gasista España-Argelia (proyecto MEDGAZ) forma parte de un proyecto global, el gasoducto Argelia-España-Francia. Sin embargo, hasta la fecha solo una parte de este eje ha sido construida: la que permite que el gas llegue a España y la que permitiría evacuarlo hasta Europa, mientras que la realización de las infraestructuras en Francia han sido recientemente desestimadas.

Sin duda, esta situación provocará un exceso de gas dentro de nuestras fronteras pero, además, se tendrán que hacer frente a unos mayores costes para soportar las infraestructuras inicialmente construidas para conducir gas hasta Francia y que, sin embargo, no podrán ser utilizadas para tal fin.

En el año 2008, la Comisión abrió un extenso debate respecto al futuro marco de las redes de energía en Europa (*Green paper: Towards a secure sustainable and competitive european energy network*⁶⁶). Esta iniciativa reconocía la importancia de las redes desde un punto de vista de seguridad de suministro y de solidaridad entre Estados miembros, así como por ser uno de los pasos previos para la consecución de un mercado interconectado que facilitase la creación de un espacio único europeo. En este Green Paper se insistía también en la necesidad de conectar con el resto de Europa aquellas áreas aisladas como son la región del báltico, la mediterránea y el sureste de Europa.

En 2009, la Unión Europea adoptó el Programa Energético Europeo para la Recuperación Económica (PEER)⁶⁷, como respuesta a la crisis económica y financiera de Europa, concediendo ayudas financieras al sector energético, especialmente para la creación de infraestructuras de interconexión, producción de energía a partir de fuentes renovables y captura de carbono. El PEER contaba con una dotación financiera de 3.980 millones de euros destinados a respaldar estos tres subprogramas. Asignaba 2.365 millones, es decir un 60%, a proyectos de infraestructuras de gas y electricidad, siendo la primera vez que tal cantidad de fondos con cargo al presupuesto de la UE se destinaba a este tipo de proyectos. El PEER recogía una lista reducida de proyectos catalogados como de gran importancia estratégica

66. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:520080DC0782:EN:NOT>

67. Reglamento (CE) n.º 665/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, por el que se establece un programa de ayuda a la recuperación económica mediante la concesión de asistencia financiera comunitaria a proyectos del ámbito de la energía <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:32009R0663:es:NOT>



152 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

con objeto de que la aplicación de los fondos maximizara su impacto. Respecto a las interconexiones entre Francia-España se asignaban 470 millones de euros, de los cuales: 225 millones eran para la interconexión eléctrica Francia-España, 200 millones para el refuerzo de la red francesa de gas en el eje África-España-Francia, y 45 millones para la interconexión gasista en el lado español.

Ese mismo año, en el Consejo Europeo de marzo del 2009⁶⁸, la seguridad de suministro energético se fijó como una prioridad clave, recalcándose la importancia de diversificar tanto las fuentes como las rutas de suministro. Para ello, se identificó la necesidad de avanzar en el desarrollo de las infraestructuras e interconexiones energéticas. Con este fin, se invitó a la Comisión a que presentase una propuesta sobre infraestructuras energéticas en 2010 que ha sido publicado el 17 de noviembre de 2010⁶⁹.

Es fundamental que junto con estas iniciativas se establezcan mecanismos de control que ayuden a evitar situaciones como las descritas y que tanto pueden llegar a perjudicar al conjunto de mercado energético europeo.

En la mayoría de los casos, estas situaciones son resultado de sistemas regulativos y estructuras empresariales muy distintas, que impiden la asunción, en condiciones homogéneas, de proyectos que afectan a más de un Estado miembro. Es de esperar que el nuevo Paquete de Infraestructuras, junto con la transposición de las Directivas del mercado interior, permitan y favorezcan el desarrollo de las infraestructuras que Europa necesita para completar el Mercado Interior de la Energía, y para que la UE cuente con una energía segura, sostenible y competitiva.

IV.4.3- Ventajas de las interconexiones

IV.4.3.1- Creación del mercado interior, fomento de la competencia y el "trading"

La UE constituye el segundo mercado mundial de energía, pero para aprovechar esta posición y atenuar, al menos parcialmente, la posibilidad de ejercicio de poder de mercado por parte de empresas productoras, ha de contar con una red suficientemente interconectada.

El concepto de redes trans-europeas está ligado a la supresión de fronteras entre los Estados que forman la Unión Europea y al desarrollo de un mercado único para la energía.

68- 7880/1/09 REV 1 - Conclusiones de la Presidencia del Consejo Europeo de Bruselas (19 y 20 de marzo de 2009) <http://register.consilium.europa.eu/pdf/es/09/s07/s07808-r-re01.es09.pdf>
69- [http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/strategy/doc/com\(2010\)0677_en.pdf](http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/strategy/doc/com(2010)0677_en.pdf)



IV - Trabajos elaborados
IV.4 - Interconexiones eléctricas y gasistas de la Península Ibérica: contexto, situación actual y retos de futuro

153

Sin embargo, a día de hoy, la creación de ese mercado interior está aún por completar. En la práctica significa que, hasta que no sea posible que el gas que entra en España en forma de GNL pueda llegar a otros puntos de Europa, o que la energía eléctrica generada en nuestro país pueda ser comercializada sin restricciones en, por ejemplo, los países bálticos, Europa no dispondrá de la base sobre la que construir un mercado común. La interconexión de mercados tiene además la ventaja de que aumenta, no sólo la competencia entre empresas suministradoras, sino que posibilita que haya mayor competencia entre productores de gas y electricidad.

Tanto en el sector eléctrico como en el del gas, las interconexiones son el soporte clave para lograr integrar los diferentes mercados nacionales europeos en un verdadero mercado único. Constituyen, por tanto, uno de los objetivos principales de las Iniciativas Regionales lanzadas por ERGEG y la Comisión Europea en el año 2006, las cuales persiguen la integración regional de diversos mercados nacionales geográficamente cercanos, como paso intermedio que permita acelerar la creación de ese mercado único a nivel comunitario. Para España, que se encuentra encuadrada en la región sudoeste junto Portugal y Francia, las interconexiones con estos países suponen el refuerzo y consolidación de este mercado regional. A su vez, tanto para el Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL) como el Ibérico del Gas (MIBGAS), las interconexiones con Francia son la clave para la integración de estos mercados con los mercados centroeuropeos.

IV.4.3.2 - Incremento en la seguridad de suministro

Existe consenso en que el mayor problema de seguridad energética para la Unión Europea, a medio y largo plazo, es su fuerte dependencia respecto al suministro energético de unos pocos países. De ahí que este tema se haya convertido en uno de los objetivos prioritarios de la política europea.

La Comisión Europea alertó sobre la elevada dependencia energética de la Unión en noviembre de 2000 con la publicación de su Libro Verde sobre la seguridad de abastecimiento energético⁷⁰ y, nuevamente en 2006, con la publicación de su segundo Libro Verde sobre estrategia europea para una energía sostenible, competitiva y segura⁷¹. La vulnerabilidad de Europa ante un corte de suministro de gas, identificada en dichos informes, se puso de manifiesto en 2009 con la crisis del gas ruso. Esta crisis supuso una reducción del 20% de los suministros (30% de las importaciones) y tuvo importantes repercusiones económicas en algunos Estados miembros⁷².

70- Libro Verde de la Comisión, de 29 de noviembre de 2000, «Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético» [COM (2000) 769]

http://eur-lex.europa.eu/smartapi/cgi/sga_doc3smartapi:celexplusprodDocNumber&lg=es&type_doc=COMfinal&an_doc=2000&nu_doc=769

71- Comisión Europea, Libro Verde: Una estrategia europea para una energía sostenible, competitiva y segura, COM (2006) 105 final

http://eur-lex.europa.eu/smartapi/cgi/sga_doc3smartapi:celexplusprodDocNumber&lg=es&type_doc=COMfinal&an_doc=2006&nu_doc=105

72- The January 2009 gas supply disruption to the EU: an assessment (COM(2009) 363) http://ec.europa.eu/energy/strategies/2009/doc/sec_2009_0977.pdf



154 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

Sin embargo, a pesar de la fuerte reducción de gas asociada al corte, sin lugar a dudas, éste se podría haber compensado aumentando las importaciones de fuentes alternativas y utilizando la capacidad de extracción disponible de los almacenamientos subterráneos. Es decir, el conjunto de Europa disponía de suficiente gas para hacer frente a dicho corte, pero no contaba con las adecuadas infraestructuras, entre ellas de reverse flow (para vehicular gas en sentido inverso al habitual⁷³) por lo que hubo que cortar el suministro al consumidor final en algunas regiones del este de Europa.

En un escenario real como éste, las interconexiones son clave puesto que refuerzan la seguridad de suministro, permitiendo diversificar tanto los orígenes como las rutas y afrontar tanto el corte de un suministrador como un fallo técnico en una ruta de suministro.

En el caso eléctrico, un adecuado desarrollo de la red de transporte y, en particular, una suficiente capacidad de intercambio en las interconexiones, también permite contribuir a la seguridad de suministro eléctrico. Las interconexiones internacionales permiten a los países interconectados compartir reservas operativas y otros servicios de red, así como brindarse apoyo mutuo en situaciones de emergencia provocadas por el desabastecimiento de un determinado combustible o la aparición de fenómenos naturales imprevisibles. Un ejemplo ilustrativo lo constituye el inusitado vendaval que barrió el norte de España y el sur de Francia el fin de semana del 24 y 25 de enero de 2009, durante el cual, los territorios sureste y suroeste de Francia fueron alimentados exclusivamente desde España durante varias horas. Las interconexiones eléctricas permiten además minimizar los posibles efectos de retrasos o falta de inversión en centrales de generación.

Resulta también interesante señalar que, en muchos mercados europeos, el gas natural ha adquirido mayor protagonismo en el sector eléctrico por el fuerte proceso inversor en centrales de ciclo combinado que ha tenido lugar en los últimos años. Si se tiene en cuenta que en algunos países, como España, las centrales de ciclo combinado suponen en torno al 25% de la capacidad de generación instalada y más del 30% de la producción anual (datos del 2009), queda claro que la seguridad de suministro de gas redundará en una mayor seguridad de suministro del sistema eléctrico.

IV.4.3.3- Integración de las energías renovables

La UE adoptó en diciembre de 2008 una política sobre cambio climático y energía, que incluye unos ambiciosos objetivos para 2020⁷⁴. Su intención es llevar a Europa hacia el

73- El diseño de las grandes infraestructuras de importación se ha realizado siempre considerando que el flujo iría desde la producción hasta el consumo. En el caso de la crisis referida, los gasoductos de importación de gas ruso están contruidos para transportar desde el este al oeste. Si la red europea hubiera permitido la vehiculación de cantidades significativas en sentido inverso, es decir, de oeste a este, los efectos del corte de suministro se hubieran mitigado considerablemente, ya que los países más occidentales y los que tienen posibilidad de abastecerse a través de GNL, como el caso de España, podrían haber supuesto una importante fuente de suministro.

74- Brussels, 6 April 2009 8434/09 (Presse 77) - Council adopts climate-energy legislative package http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_data/docs/pressdata/en/misc/107136.pdf



IV - Trabajos elaborados

IV.4 - Interconexiones eléctricas y gasistas de la Península Ibérica: contexto, situación actual y retos de futuro

155

camino de un futuro energéticamente sostenible, con menores emisiones de carbono y menor consumo energético. Para lograrlo propone:

- reducir un 20% las emisiones de gases de efecto invernadero (30% si se alcanza un acuerdo internacional)
- reducir un 20% de la demanda de energía primaria mediante la mejora de la eficiencia energética
- conseguir 20% de energías renovables sobre el consumo de energía final

La existencia de redes eléctricas interconectadas es un requisito indispensable para la integración y desarrollo de energías renovables en el sistema eléctrico y para alcanzar el objetivo marcado para este tipo de energía, que solo podrá cumplirse si se dispone de una red eléctrica robusta y bien interconectada. El fuerte desarrollo que han experimentado las energías renovables en los últimos años ha conllevado cambios en el funcionamiento del mercado eléctrico. Su característica intermitencia y la nueva configuración de las reglas de mercado (prioridad en el despacho) ha supuesto que determinadas tecnologías, como la de ciclo combinado, realicen la función de back-up. En este sentido, no solo las interconexiones eléctricas son necesarias para dar soporte al desarrollo de renovables, sino que, nuevamente, la interconexión de las redes de gas se hace también necesaria para facilitar la gestión del balance energético.

IV.4.3.4- Mejora del servicio del consumidor

Desde julio de 2007⁷⁵, los consumidores tienen derecho a escoger entre los distintos proveedores de gas y electricidad existentes en Europa. Esta apertura de los mercados europeos ha de garantizar que existe una competencia entre empresas, las cuales, a su vez, deben aportar una energía más segura y competitiva que permita al consumidor final obtener mejores precios y una mayor seguridad de suministro.

Las inversiones en infraestructuras tienen su impacto final en el precio que paga el consumidor (ver figura 2) aunque éste suele ser pequeño en comparación con el beneficio que aportan. En todo caso, las inversiones han de observar criterios de eficiencia que garanticen el suministro con el menor coste posible. Las inversiones en interconexión no están exentas del criterio anterior, es decir, han de ser, al igual que el resto de inversiones de transporte, eficientes. En algunos casos relacionados con infraestructuras gasistas, algunos agentes se han escudado en dicho criterio para no aprobar un proyecto de interconexión, argumentando que su demanda es incierta, lo que podría conllevar un aumento de peajes y, por tanto, una desventaja para el consumidor final.

⁷⁵- Salvo los países acogidos a las excepciones establecidas en la Directiva 2003/53/CE y 2003/54/CE respectivamente



156 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

Figura IV.4.2: Composición del precio final de gas por tipo de consumidor



Fuente: Elaboración propia en base a la Orden TIC/3520/2009, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el año 2010 y se actualizan determinados aspectos relativos a la retribución de las actividades reguladas del sector gasista.

En el caso eléctrico, también se ha aludido en ciertas ocasiones a una escasa utilización de las interconexiones existentes como argumento en contra de la ampliación de las mismas, obviando así, de forma errónea, tanto el incremento en la seguridad de suministro que proporcionan tales ampliaciones de capacidad, como el hecho de que la limitada utilización de las interconexiones es, en muchos casos, consecuencia de los mecanismos de gestión de congestiones en las mismas, los cuales pueden mejorarse para permitir la maximización de su uso.

IV - Trabajos elaborados
 IV.4 - Interconexiones eléctricas y gasistas de la Península Ibérica: contexto, situación actual y retos de futuro

157

IV.4.4- Barreras para el desarrollo de las interconexiones

A pesar del esfuerzo comunitario por impulsar la construcción de interconexiones entre Estados miembros con el objetivo de lograr los beneficios que se han descrito en el apartado anterior, las barreras reales para el desarrollo de infraestructuras transfronterizas continúan siendo muy numerosas, en particular cuando se trata de líneas de alta tensión. A menudo, estas barreras también afectan a instalaciones de transporte que, si bien pertenecen a la propia red nacional, tienen influencia en las capacidades de intercambio entre dos o más Estados miembros, condicionando igualmente el intercambio de energía entre éstos.

IV.4.4.1- Falta de coordinación entre Estados miembros y heterogeneidad de los marcos regulativos

Las principales dificultades vienen dadas por la falta de coordinación entre los países afectados en lo que se refiere a las fases y plazos de los procesos de autorización y construcción. Esto es especialmente claro cuando se tramitan instalaciones que interconectan dos Estados miembros y cada país lleva a cabo la tramitación del tramo de infraestructura que discurre por su territorio con un procedimiento diferente –en función de su regulación nacional–. La asimetría puede dar lugar a un procedimiento global de autorización descoordinado en el tiempo, con las consecuencias previsibles de retraso en la realización final de la infraestructura.

IV.4.4.2- Insuficiente separación de actividades

La comentada insuficiente separación entre actividades de producción y suministro, por un lado, y transporte y operación del sistema, por otro, también supone una barrera para el desarrollo eficiente de las interconexiones internacionales. Como se ha visto anteriormente y la experiencia ha demostrado, cuando el transporte y la operación del sistema forman parte de una empresa verticalmente integrada, ésta tiene incentivos a dificultar la entrada de agentes competidores sesgando sus decisiones de inversión en redes (o, simplemente, no realizando inversiones) de acuerdo a las necesidades de sus filiales. Las empresas verticalmente integradas parecen especialmente poco dispuestas a mejorar la interconexión eléctrica o la capacidad de importación de gas, ya que tienen “*un interés intrínseco en limitar las nuevas inversiones cuando éstas benefician a sus competidores e introducen nuevos competidores en el «mercado nacional» de la empresa históricamente establecida*”, tal y como identificó la Comisión Europea en el ya mencionado Explanatory Memorandum del Tercer Paquete⁷⁶. Como ejemplo de lo anterior, la Comisión Europea señalaba en el mismo documento que en los últimos años, que las empresas verticalmente integradas han reinvertido en nuevas interconexiones una parte

⁷⁶ EC, Explanatory Memorandum of the Third Energy Package (Septiembre de 2007), http://ec.europa.eu/energy/electricity/package_2007/doc/2007_09_19_explanatory_memoandum_en.pdf



158 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

significativamente menor de los ingresos que obtienen por rentas de gestión que aquellas otras empresas en las que el transporte y la operación del sistema se encuentran totalmente separados del resto de actividades, como es el caso de España.

N.4.4.3- Riesgo asociado a la inversión

Un proyecto de interconexión gasista, como cualquier otra inversión de transporte, tiene el riesgo de que no se utilice y, por tanto, no se recupere la inversión o bien suponga un aumento de peajes para el consumidor. En el caso de las interconexiones, puede haber una incertidumbre mayor si la construcción de la interconexión no va asociada a una demanda final y se utiliza para arbitrar entre mercados.

Recientemente, el proceso más utilizado en la UE para lanzar una inversión de interconexión gasista es el denominado *Open Season*, por el que se piden, como ocurre en países como Francia, compromisos vinculantes de contratación de capacidad durante un determinado plazo de años a los comercializadores, de forma que la rentabilidad del proyecto quede asegurada para el promotor de la inversión. En muchos casos, dicho riesgo es demasiado elevado para que pueda ser asumido por el comercializador, el cual, aun teniendo intereses comerciales, no puede adoptar compromisos y riesgos a tan largo plazo. Este escenario plantea la necesidad de revisar el procedimiento actual y que se cuestione si tiene sentido que sean los comercializadores quienes principalmente soporten el riesgo de estas infraestructuras que, de construirse, beneficiarán a todos. Sin embargo, se da la paradoja de que una infraestructura que contribuya a la integración de mercados o a la seguridad de suministro puede dejar de ser construida en el caso de que los comercializadores no puedan asumir los compromisos de su desarrollo.

En cualquier caso, el marco regulativo debería ser lo suficientemente estable y predecible como para que el transportista que invierte en una nueva infraestructura, con plazos de amortización de 30 a 50 años, tenga garantizado el retorno de la inversión, con rentabilidad ajustada al riesgo asumido.

En el caso eléctrico, esta situación sólo ocurre cuando las interconexiones internacionales son estrictamente del tipo *merchant line*, lo cual no es el caso más habitual. En tales casos, la interconexión es llevada a cabo libremente por un inversor que asume sus propios riesgos, ya que los ingresos que percibe el propietario de este activo sí dependen del uso de la interconexión y de la evolución de los precios a ambos lados de la frontera. En el caso más general, son los transportistas los encargados de llevar a cabo las interconexiones internacionales como activos regulados, sin asumir riesgos, puesto que a diferencia del caso *merchant*, perciben unos ingresos regulados. Además, ésta sólo se lleva a cabo si se encuentra adecuadamente justificada desde el punto de vista de la eficiencia

IV - Trabajos elaborados

IV.4 - Interconexiones eléctricas y gestistas de la Península Ibérica: contexto, situación actual y retos de futuro

| 159

técnica, económica y de seguridad de suministro. En consecuencia, la inversión regulada es retribuida íntegramente, teniendo en cuenta, eso sí, determinados incentivos a la eficiencia en su construcción y mantenimiento posterior.

IV.4.4- Oposición social e impacto sobre el territorio

En la práctica, la implantación de los refuerzos en las redes de transporte de electricidad es cada vez más complicada por una creciente falta de apoyo social, particularmente por las comunidades locales afectadas o por organizaciones medioambientales. En consecuencia, los retrasos en los procesos de ejecución pueden ser significativos e incluso conllevar la cancelación de un proyecto. Las líneas de transporte transfronterizo son percibidas por la opinión pública como meras “líneas de tránsito” o “líneas comerciales” de limitado o nulo beneficio para la comunidad local y, por tanto, su oposición es mayor.

La influencia de esta oposición social sobre los dirigentes políticos es a menudo la clave de estos retrasos. En terminología anglosajona se ha llegado a acuñar el acrónimo NIMBY (“*not in my election year*”), que viene a recoger el temor de la clase política porque la construcción de ciertas infraestructuras pueda llegar a generar un conflicto que desemboque en un descalabro electoral.

Las Autoridades y los transportistas deberían trabajar por comunicar eficazmente las motivaciones tras dichos proyectos, identificándolas como las soluciones técnicas más apropiadas y más ventajosas tanto a nivel social como para alcanzar los objetivos de competitividad, sostenibilidad y reducción de emisiones fijados en la UE.

En áreas cercanas a los núcleos de población, la polémica sobre los campos electromagnéticos es el principal argumento esgrimido en contra de esas redes de transporte eléctrico –a pesar de que la comunidad científica internacional está de acuerdo en que la exposición a los campos electromagnéticos de frecuencia industrial generados por las instalaciones eléctricas de alta tensión no supone un riesgo para la salud pública-. En zonas rurales, la oposición social a las infraestructuras de transporte de electricidad se debe fundamentalmente a que estas instalaciones tienen una gran afectación sobre el territorio. Necesitan de la utilización de extensas áreas longitudinales de terreno y tienen un impacto visual sobre el paisaje natural, así como sobre la flora y la fauna. Sucede además que las fronteras entre países suelen coincidir con distintos accidentes geográficos –grandes cordilleras, ríos de gran extensión, etc.–, de tal forma que las interconexiones internacionales pueden tener aún mayor afectación sobre el territorio, necesitando en tales casos de medidas de mayor calado para minimizar estos impactos.



A diferencia de lo que sucede con otras infraestructuras lineales con fuerte impacto sobre el territorio, tales como autopistas o líneas ferroviarias de alta velocidad, los afectados por líneas de transporte de electricidad no suelen percibir de forma directa los beneficios de estas infraestructuras, lo que redonda en un mayor rechazo social. De nuevo, este efecto ha dado lugar a un acrónimo en el mundo anglosajón: el efecto NIMBY (“*not in my backyard*”), que subraya el hecho de que aunque las instalaciones de transporte se perciban como necesarias para el desarrollo económico y el bienestar, la población siempre espera que éstas se construyan en lugares muy lejanos a su área de residencia.

Los retrasos en la construcción de infraestructuras energéticas de carácter transfronterizo no sólo constituyen una barrera para el desarrollo de estas infraestructuras, sino que también tienen importantes consecuencias económicas. En primer lugar, la oposición social y los retrasos que conlleva surgen a menudo al final del proceso, cuando ya se han empleado muchos recursos, lo que ocasiona costes adicionales –reajuste de precios por parte de los contratistas que ejecutan obras, intereses intercalarios, etc.–. Por otro lado, el aumento medio del trazado reglamentario una vez incorporados los criterios medioambientales –incluso el soterramiento en ocasiones de tramos de línea para el caso de la electricidad y las medidas preventivas y correctoras aplicadas para reducir el impacto ambiental– tiene una importante repercusión final sobre el coste total del proyecto. Además, el aumento de la incertidumbre sobre el verdadero coste final y sobre la fecha de finalización de los proyectos da lugar a su vez a un incremento del coste de financiación de estas infraestructuras.

IV.4.5- Situación actual y proyectos previstos

La más reciente ha sido la publicación, el pasado 17 de Noviembre, del Paquete de Infraestructuras. En él se recogen como infraestructuras prioritarias para el 2020, por un lado, la interconexión eléctrica entre la Península Ibérica y Francia y, por otro, el corredor de gas Norte-Sur en el Oeste de Europa, donde, como se especifica en el anexo del paquete, se engloban las interconexiones gascistas de Francia con la Península Ibérica que facilitarán el mayor uso de “la bien desarrollada infraestructura de importación de gas” existente en esta última región.

IV.4.5.1- Sistema eléctrico

En relación a la electricidad, el esfuerzo comunitario en materia de redes de energía ha tenido hasta ahora dos efectos principales en el sistema eléctrico español. Por una parte, determinados desarrollos de la red de transporte han sido considerados proyectos de



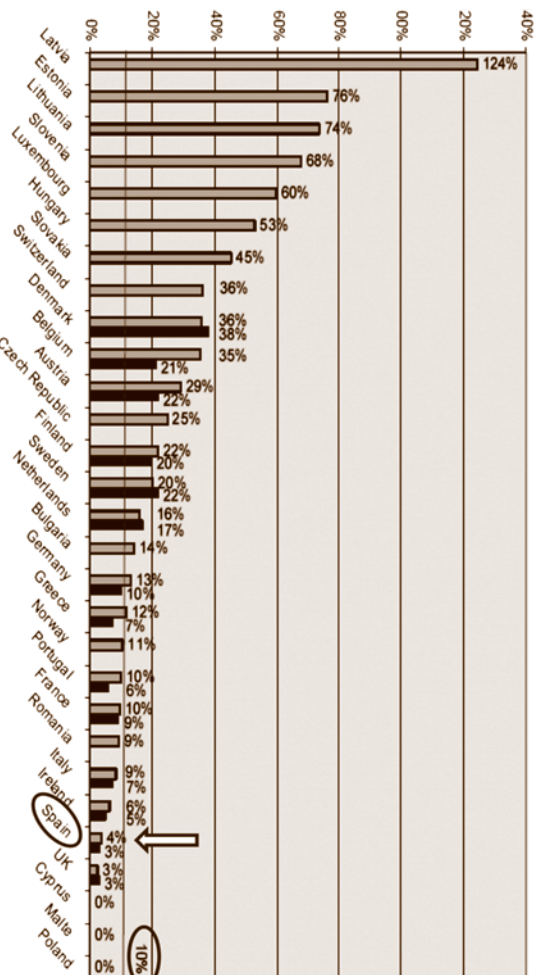
IV - Trabajos elaborados
 IV.4 - Interconexiones eléctricas y gestistas de la Península Ibérica: contexto, situación actual y retos de futuro

interés común dentro del programa TEN-E y han recibido financiación comunitaria. Por otro lado, la Unión Europea ha reconocido como proyectos prioritarios dentro de dicho programa a los asociados al incremento de la capacidad de interconexión de España con Francia y con Portugal. Además, como se verá posteriormente, el nombramiento de Mario Monti como coordinador europeo para la ampliación de la interconexión eléctrica entre España y Francia, ha tenido como resultado la firma de un acuerdo entre los gobiernos de ambos países sobre el desarrollo de la misma y la creación de una empresa conjunta entre Red Eléctrica de España y RTE (INELFE) para la construcción y puesta en servicio de dicha interconexión.

A pesar de lo anterior, España está lejos de cumplir el objetivo fijado por el Consejo Europeo de Barcelona celebrado en marzo de 2002 según el cual “los Estados miembros deberán tener (...) un nivel de interconexiones eléctricas de al menos el 10 % de su capacidad de producción instalada”.

Como muestra la figura siguiente, de los 29 países analizados por la Comisión Europea en 2010, España es el quinto país con menor nivel de interconexión eléctrica.

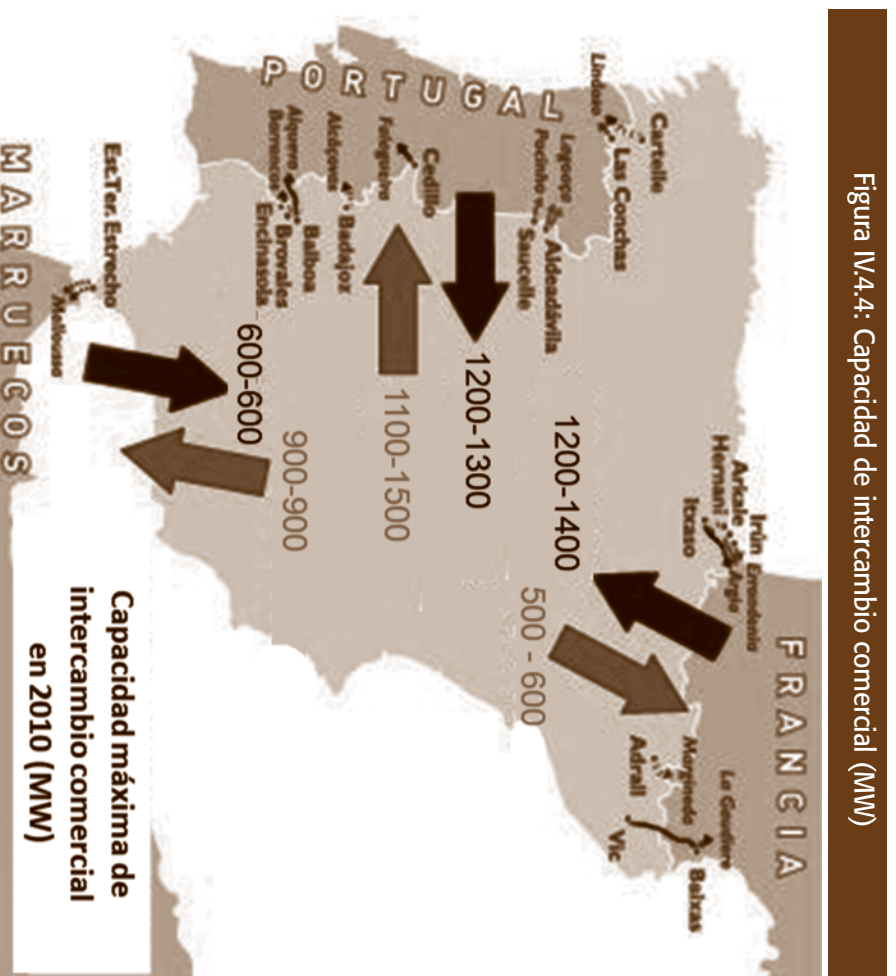
Figura IV.4.3: Ratio de capacidad de importación en relación con la potencia instalada (UE-27 + Noruega y Suiza)



Fuente: Presentación de la CE en reunión del ENTSO-E System Development Committee, 1 Julio 2010

162 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

La insuficiente capacidad de intercambio es especialmente notable en la interconexión eléctrica entre España y Francia, que se encuentra entre las interconexiones europeas que más aumento de capacidad de intercambio necesitaría para alcanzar la plena convergencia de precios –más de 5.000 MW según la propia Comisión–. En la actualidad, las interconexiones internacionales existentes en la Península Ibérica permiten las capacidades de intercambio comercial que se muestran a continuación:



Fuente: Red Eléctrica de España.

La gestión de los intercambios de energía eléctrica a través de las interconexiones

El volumen de energía que se debe intercambiar a través de las interconexiones internacionales se determina mediante diferentes mecanismos de mercado. El mecanismo actualmente en vigor para la gestión a largo plazo de la interconexión eléctrica España – Francia es el de subastas explícitas de capacidad de intercambio. Las subastas se celebran en los horizontes anual, mensual, diario e intradiario, y son objeto de regulación y supervisión por

IV - Trabajos elaborados

IV.4 - Interconexiones eléctricas y gasistas de la Península Ibérica: contexto, situación actual y retos de futuro

163

parte del regulador francés (CRE) y el regulador español (CNE). En estas subastas, que son gestionadas de forma coordinada por los dos países, se otorgan derechos a utilizar físicamente un determinado volumen de la capacidad de transporte de la interconexión, durante un determinado periodo de tiempo. Este derecho se aplica bajo la condición de reventa automática en la subasta diaria del mismo, en caso de no ser utilizada la capacidad correspondiente (mecanismo conocido como “*use it or sell it*”). Además, existe un mecanismo de “*counter-trading*” que garantiza la firmeza de los programas de intercambio en aquellos casos en los que la capacidad de intercambio se ve reducida, por causas sobrevenidas, a un valor inferior al previsto.

En el corto plazo, sin embargo, en la interconexión eléctrica España-Francia aún no existe un mecanismo para el acoplamiento de los mercados diarios a uno y otro lado de la frontera, tal y como está previsto en la normativa española. Dado que el acoplamiento en precio del mercado centroeuropeo (CWE) y el acoplamiento en volumen del mercado centroeuropeo con el mercado nórdico (ITVC) se produjo el pasado 9 de noviembre de 2010, el MIBEL no se acoplará únicamente con el mercado diario de EPEXSpot, si no con un conjunto amplio de mercados diarios previamente ya acoplados, conjunto que abarcaría desde los Países Nórdicos hasta los países de la región *Central West Europe* (CWE). El acoplamiento del MIBEL con esta gran región permitiría además sustituir los actuales derechos físicos de capacidad con el mecanismo “*use it or sell it*”, por derechos financieros.

En el año 2012 está previsto este acoplamiento, que permitirá un uso más eficiente de la capacidad de intercambio disponible entre ambos países aun cuando ésta es, como se ha visto, notablemente insuficiente. Por ejemplo, en la interconexión Francia-España, en el periodo comprendido entre junio de 2006 y septiembre de 2010, durante un 4,33% de las horas en el caso de sentido España-Francia y un 18,93% en el sentido Francia-España, el sentido de los flujos netos en la interconexión no fue coherente con el diferencial de precios. Estos números contrastan con los de la interconexión España-Portugal (0,4% y 1,8% respectivamente), en la que sí existe acoplamiento, y ponen de manifiesto la baja eficiencia del mecanismo de subastas explícitas en el largo plazo si no va acompañado de un mecanismo de acoplamiento de mercados en el corto plazo. El sistema francés ha priorizado el acoplamiento de su mercado con el resto de mercados centroeuropeos, con los que dispone de una capacidad de intercambio mucho mayor que la existente entre Francia y la Península Ibérica. Además, sucede que el periodo de implantación de este acoplamiento, que incluye también el acoplamiento de la región centroeuropea con el mercado de los Países Nórdicos (NordPool), ha resultado significativamente mayor al esperado.

En lo que respecta a la interconexión España-Portugal, a pesar de que en los acuerdos entre ambos países para la gestión de congestiones a largo plazo se contemplaba un mecanis-

mo similar al existente en la frontera francesa, lo cierto es que la normativa correspondiente no ha llegado a ser aprobada en España. En su lugar, en el año 2009, se produjo la implantación de un mecanismo de subastas de contratos financieros respecto de la diferencia de precios entre ambos países. Este mecanismo presenta dos características fundamentales: en primer lugar, en contra de lo establecido en la normativa comunitaria, el mecanismo no está coordinado con el sistema portugués, por lo que en él se ofrece únicamente una parte de la capacidad de intercambio; y por otro lado, la resolución de las subastas se realiza considerando, junto con las ofertas de compra y venta presentadas por los sujetos, los contratos que la Secretaría de Estado de Energía establece en nombre del “Sistema Eléctrico Español”, de tal forma que los consumidores finales actúan en última instancia como contraparte de estos contratos. La organización y gestión de las subastas de los mismos, así como su mercado secundario y las correspondientes liquidaciones, atañen al Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español (OMEL).

Los mercados de España y Portugal sí están acoplados en el corto plazo. Desde el 1 de julio de 2007 constituyen un mercado único que gestiona la energía de ambos sistemas en los horizontes diario e intradiario. Este mercado único, conocido como Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL) es el segundo mercado europeo supranacional después de NordPool. El MIBEL garantiza un precio único en toda la Península, salvo en los casos en que exista congestión en la interconexión España-Portugal. En estos casos el mercado queda dividido en dos zonas de precio mediante el mecanismo conocido como *market splitting*. Este esquema de acoplamiento, unido a la gran capacidad de intercambio entre ambos países, ha permitido que durante el año 2009 el diferencial de precios entre ambos sistemas fuese inferior a 1 €/MWh en aproximadamente un 80% del tiempo. Este parámetro contrasta con el escaso 9,3% correspondiente a la interconexión España-Francia, poniendo de manifiesto una vez más la doble necesidad de avanzar tanto en el acoplamiento de los mercados eléctricos español y francés, como en el refuerzo de las interconexiones eléctricas entre ambos sistemas.

Por último, la gestión de las interconexiones entre España y Marruecos y entre España y Andorra se realiza de forma diferente. Una vez realizada la casación del mercado español teniendo en cuenta tanto las ofertas presentadas al mercado de producción organizado como los contratos bilaterales físicos, el operador del mercado reparte la capacidad máxima por la interconexión de forma proporcional al volumen de energía de ambos tipos de transacciones. Tras el reparto anterior, las ofertas al mercado que se eliminan son las de menor precio en caso de exportación, y las de mayor precio en caso de importación. En el caso de los contratos bilaterales, la selección de aquellos que son eliminados se realiza mediante una subasta explícita de la capacidad disponible. En esta subasta, la capacidad queda adjudicada a los agentes que mayor precio hayan ofrecido por ella. Los agentes que

IV - Trabajos elaborados

IV.4 - Interconexiones eléctricas y gaseistas de la Península Ibérica: contexto, situación actual y retos de futuro

165

no hayan obtenido la capacidad correspondiente en esta subasta verán eliminado o reducido el volumen de contratos que pueden ejecutar.

Desarrollos previstos

De cara al futuro, existen diversos proyectos en curso incluidos en el *Ten-Year Network Development Plan 2010-2020* (TYNDP 2010-2020), presentado en junio de 2010, y cuya puesta en servicio permitirá aumentar las capacidades de intercambio en los próximos años.

En el caso de las interconexiones entre España y Portugal, el objetivo establecido en la cumbre Hispano-Lusa sobre el Mercado Ibérico de Electricidad, celebrada en Badajoz en noviembre de 2006, es lograr una capacidad de interconexión entre ambos países de 3.300 MW (3.000 MW de capacidad comercial). Se pretende así crear las condiciones necesarias para el correcto funcionamiento del MIBEL. Para ello, REN y Red Eléctrica han venido realizando diversos estudios conjuntos, habiéndose identificado tres grandes proyectos de interconexión que se encuentran actualmente en desarrollo:

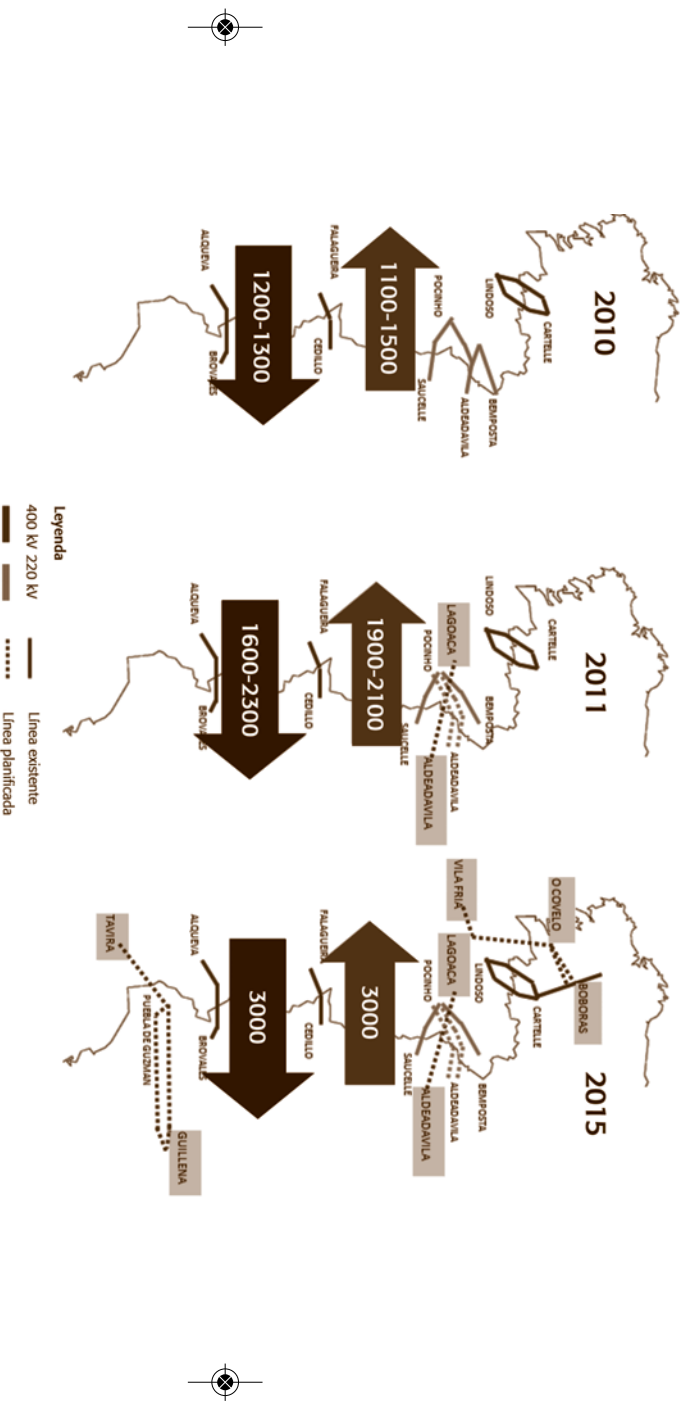
- en la zona del Duero Internacional, la línea Aldeadávila (ES77)–Lagoaça/Arma-mar/Recarei (PT78) a 400 kV;
- en el sur, la línea Guillena/Puebla de Guzmán (ES)–Tavira/Portimão (PT) 400 kV; y
- en el norte, la línea Bóboras/Cartelle-O Covelo-(ES)–Recarei/VConde-Vila Fria (PT) a 400 kV.

Además, se han identificado dos potenciales nuevas líneas de interconexión: una entre las zonas de Trás-os-Montes/Valpaços (PT) y Aparecida/Trives (ES) y otra entre las zonas de Estremoz (PT) y Badajoz (ES).

166 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

La Figura IV.4.5 muestra el estado actual de la interconexión España-Portugal y las líneas planificadas en los horizontes 2011 y 2015.

Figura IV.4.5: Interconexión España-Portugal. Situación actual y desarrollo previsto.



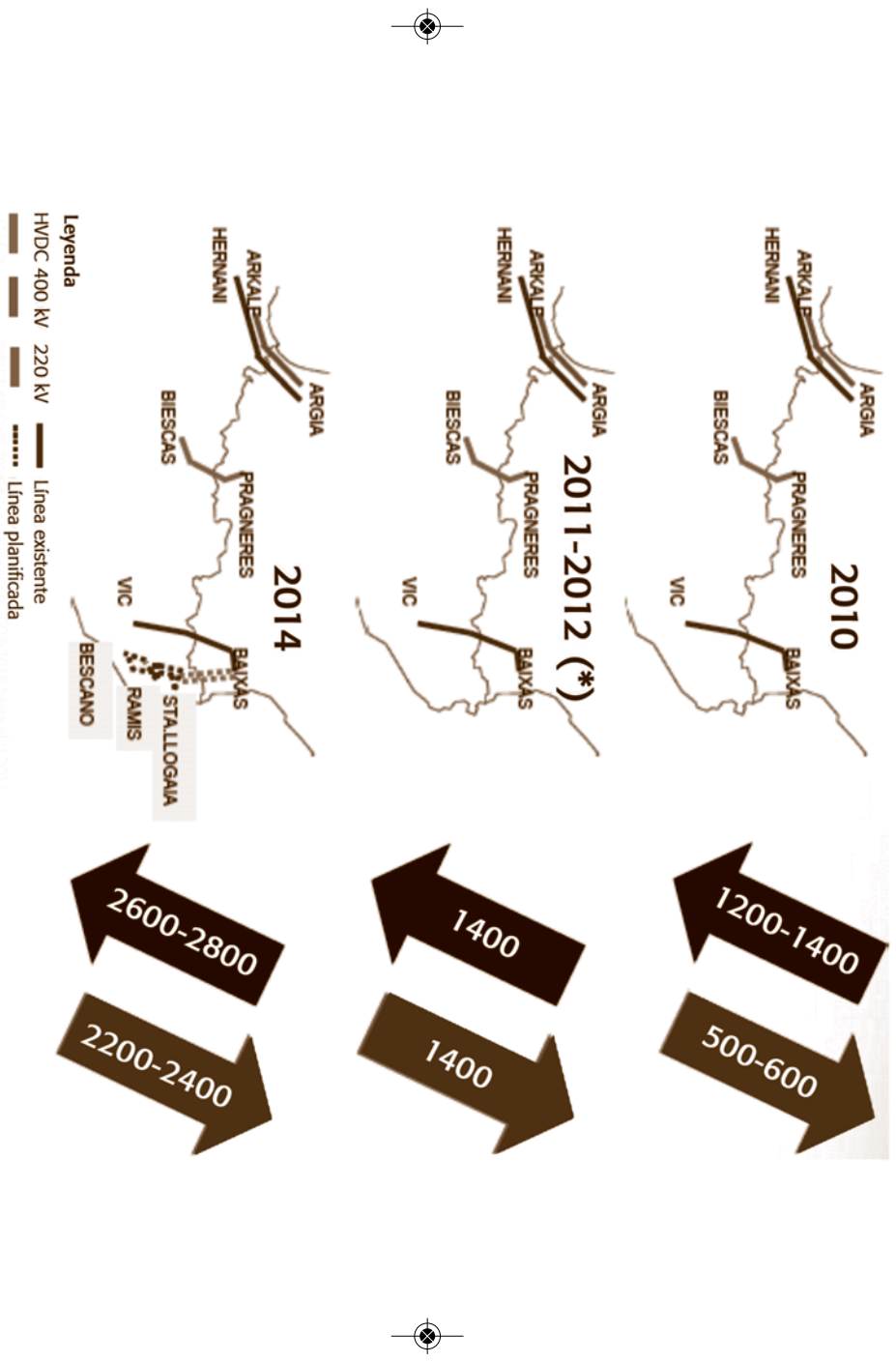
Fuente: Red Eléctrica de España.

En el caso de la frontera con Francia, el proyecto de ampliación de la capacidad de intercambio entre ambos países a través de los Pirineos Orientales se encuentra en desarrollo, si bien la etapa de construcción del tamo Santa Llogaia-Baixàs aún no ha comenzado. Este eje, además de incrementar la capacidad de interconexión entre ambos países, permitirá reforzar la seguridad de los dos sistemas y favorecer la integración de mayor volumen de energía renovable, especialmente de energía eólica del sistema ibérico.

IV - Trabajos elaborados
 IV.4 - Interconexiones eléctricas y gestistas de la Península Ibérica: contexto, situación actual y retos de futuro

La Figura IV.4.6 muestra el estado actual de la interconexión España-Francia y las líneas planificadas en los horizontes 2011 y 2015.

Figura IV.4.6: Interconexión España-Francia. Situación actual y desarrollo previsto.

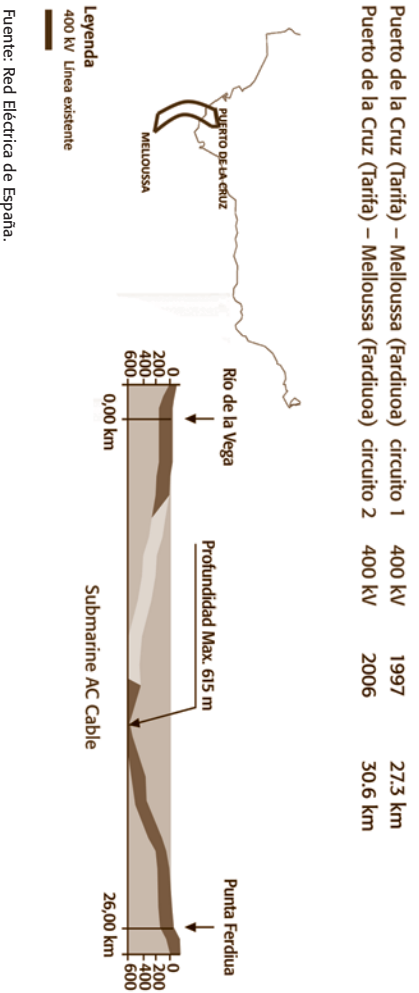


(*) Con las infraestructuras consideradas en la planificación 2008-2016 hasta el horizonte2011
 Fuente: Red Eléctrica de España.

168 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

Por último, en el caso de las interconexiones con Marruecos, no existen actualmente planes para ampliar la capacidad de intercambio actual.

Figura IV.4.7: Interconexión España-Marruecos. Situación actual (en la actualidad no se prevén nuevos desarrollos).



En lo que respecta a los mecanismos de gestión de las interconexiones, de cara al futuro cabe esperar que los esquemas existentes sean completados conforme a la normativa comunitaria para abarcar tanto el corto como el largo plazo. Así, en el caso de la interconexión con Francia el mecanismo completo debería incluir el acoplamiento de mercados en el corto plazo (horizonte diario) y, en el caso de la interconexión con Portugal, debería implementarse un mecanismo armonizado –característica que no tiene el actual– para la gestión de la capacidad en el largo plazo.

En efecto, los importantes esfuerzos realizados para extender la asignación implícita de capacidad en horizonte diario a la interconexión entre la Península Ibérica y Francia deberían materializarse en un futuro próximo con la sustitución de las actuales subastas explícitas diarias por un mecanismo implícito coordinado.

Los operadores del mercado MIBEL y EPEXSpot, junto a otros operadores de mercado europeos, han presentado un plan de actuación para la implantación del proyecto con- junto *Price Coupling of Regions* (PCR), contemplándose que este proyecto de acoplamiento de mercados diarios de ámbito europeo podría estar implantado en una primera región en el tercer trimestre del año 2012.

En cuanto a la interconexión con Portugal, la asignación de capacidad de intercambio en el largo plazo debería realizarse en el futuro mediante un mecanismo común y coordinado

IV - Trabajos elaborados

IV.4 - Interconexiones eléctricas y gasistas de la Península Ibérica: contexto, situación actual y retos de futuro

169

con la interconexión con Francia, tal y como exige la normativa comunitaria desde 2007. En este sentido, las comisiones reguladoras del MIBEL presentaron en la última reunión del *Stakeholders Meeting* de la Iniciativa Regional Suroeste, celebrada el pasado 19 de julio, una propuesta de gestión coordinada en la interconexión de España-Portugal para el horizonte de largo plazo. Esta propuesta, que está basada en la subasta de opciones sobre derechos financieros de capacidad de transporte a través de la interconexión, ha sido ya enviada a los correspondientes Ministerios de España y Portugal.

En cualquier caso, los desarrollos futuros sobre la gestión de las interconexiones vendrían enmarcados en el proceso global de creación del Mercado Interior de la Energía (MIE) y el sucesivo acoplamiento de los mercados europeos en el corto plazo.

IV.4.5.2 - Sistema gasista

Las actuales conexiones internacionales del sistema gasista español se podrían clasificar en dos tipos:

- Conexiones con países suministradores
 - Gasoducto Magreb-Europa, que conecta Argelia con la Península Ibérica a través de Marruecos. 1996
 - Gasoducto Medgaz, conectando directamente Argelia y España. 2010
- Conexiones con otros Estados miembros de la UE
 - Dos conexiones con Portugal, a través de Badajoz y Tuy, como parte integrante del proyecto Magreb-Europa. 1997
 - Dos conexiones con Francia, por Larrau (1993) y por Irún (operativa en 2005, inaugurada oficialmente en 2006)

Breve historia de las interconexiones gasistas españolas

En los años 70, con la creación de la Empresa Nacional del Gas, S.A., se desarrollaron intensos trabajos para tratar de disponer de una infraestructura que permitiera la conexión directa entre Argelia y España. Los estudios iniciales fueron dirigidos primeramente por la compañía argelina Sonatrach y, posteriormente, por la sociedad SEGAMO donde estuvieron involucradas varias empresas de países europeos (Enagás y Gaz de France), además de la empresa argelina. Sin embargo, en aquel entonces había importantes retos tecnológicos, como la profundidad del tamo submarino, que impidieron llevar a cabo la obra.

En diciembre de 1990, las compañías interesadas en el proyecto de interconexión entre Argelia y España constituyeron un grupo, OMEGAZ ETUDES para estudiar la posibilidad



170 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

de construir un gasoducto a través de Marruecos y el estrecho de Gibraltar. En el proyecto OMEGAZ participaron: Sonatrach, productor; la *Société Nationale des Produits Petroliers* (SNPP, Marruecos), organización en el país de tránsito; además de Enagás, Gas de Portugal, Gaz de France y Ruhrgas, potenciales consumidores.

El proyecto del Gasoducto Magreb Europa (GME) fue finalmente anunciado en abril de 1991 después de una reunión de los ministros de energía de Argelia, Marruecos y España. Enagás y SNPP fueron designadas como las compañías que desarrollarían el proyecto en el tramo terrestre en Marruecos.

Hasta el año 1993, España se suministraba únicamente mediante Gas Natural Licuado (GNL), que entraba a través de las tres plantas de regasificación existentes en aquella época, ubicadas en Barcelona, Huelva y Cartagena, todas ellas propiedad de Enagás, S.A.

En ese mismo año, se puso en servicio la primera conexión por gasoducto con otro país, Francia, a través de los Pirineos por el puerto de Larrau en Navarra. Esta interconexión permitió el aprovisionamiento de gas de Noruega, que se realizaría mediante un contrato a muy largo plazo firmado entre Enagás, Statoil y Gaz de France, con una capacidad de 70 GWh/día (2,2 bcm/año). La interconexión, en ese momento, solo permitía que el gas fluyera en sentido Francia-España y no en el opuesto, España-Francia.

Obviamente, por razones geográficas, el gas que físicamente llegaba a España no era realmente gas producido en los campos noruegos, sino, básicamente, el proveniente de los yacimientos y almacenamientos del sur de Francia.

En el año 1994, esa entrada suponía el 13% del consumo total en España.

En 1996, se puso en servicio el Gasoducto Magreb-Europa, que permitía abastecer directamente a la Península Ibérica de gas procedente de los campos argelinos. La capacidad inicial era de 270 GWh/día (8,5 bcm/año), de los cuales 6 bcm eran para España y 2,5 para Portugal. En 1998, esta entrada supuso un 38 % de la demanda total de ese año.

Esta infraestructura era fruto de la culminación de unos acuerdos en los que participaban los gobiernos argelino, marroquí, español y portugués. La construcción del gasoducto permitió vehicular el gas contratado durante un periodo de 25 años entre Sonatrach y Enagás (para el mercado español) y entre Sonatrach y Transgás (para el mercado portugués).

Como parte integrante de ese proyecto, se realizaron en la Península Ibérica las infraestructuras que conectaban España y Portugal, de manera que el gas del Gasoducto Magreb-



IV - Trabajos elaborados

IV.4 - Interconexiones eléctricas y gasistas de la Península Ibérica: contexto, situación actual y retos de futuro

171

Europa entraba a la península por Tarifa, 6 bcm se quedaban en las salidas del gasoducto del sur de España y el resto se vehiculaba hasta Portugal, donde entraba por Badajoz. Durante 7 años esta conexión fue la única entrada de gas natural al territorio portugués. A su vez, parte del gas que entraba en territorio luso, era transportado hasta Galicia por Tuy.

En el año 2005, se realizó una pequeña interconexión (4 GWh/día=0,2 bcm/año) entre Guipúzcoa y el suroeste de Francia a través de Irún, con objeto de abastecer a una parte del territorio francés no interconectado con el resto de la red.

Finalmente, en 2010, el gasoducto Medgaz ha conectado directamente Argelia con España.

Ya lejano aquel 1993, durante muchos años se ha estado intentando desde España incrementar la capacidad de interconexión de la Península Ibérica con el resto de Europa a través de Francia, si bien, las diversas dificultades encontradas en el proceso han impedido conseguir esas ampliaciones.

Solo cuando se han dado las condiciones apropiadas, tal y como han sido descritas anteriormente, se ha podido iniciar con éxito el refuerzo de las capacidades de interconexión entre España y Francia.

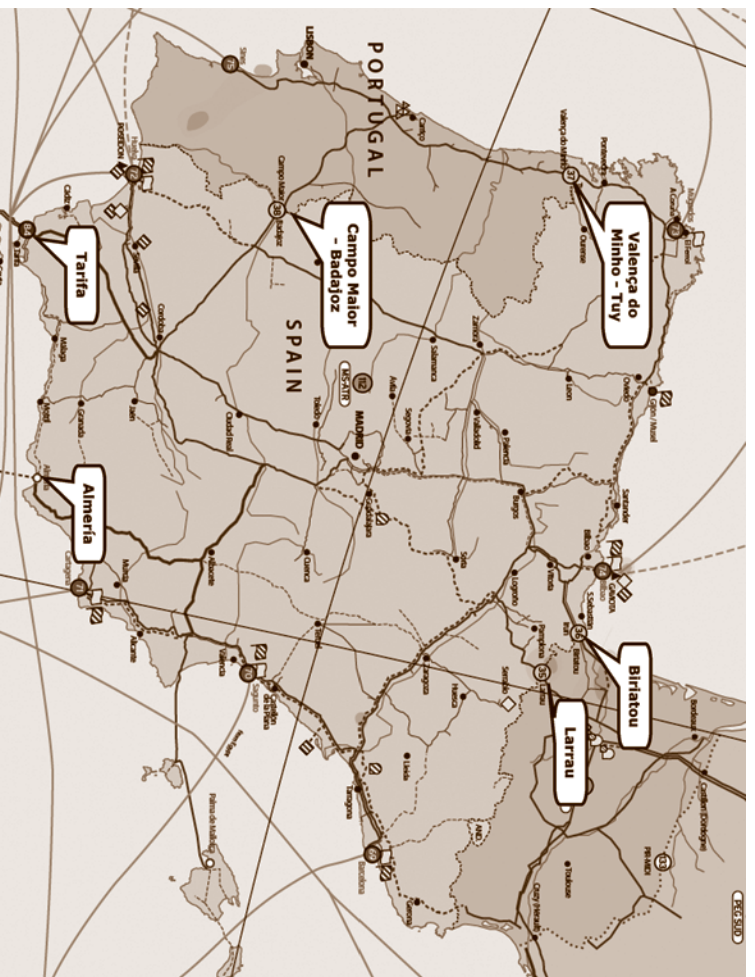


172 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

Situación actual de las interconexiones gasistas

En el mapa siguiente se recoge la situación a 2010 de las capacidades de interconexión entre España y Portugal, entre la Península Ibérica y el norte de África, y entre la Península Ibérica y el resto de Europa.

Figura IV.4.8: Conexiones internacionales de gas entre España-Portugal, Península Ibérica-Norte de África y Península Ibérica-resto de Europa.

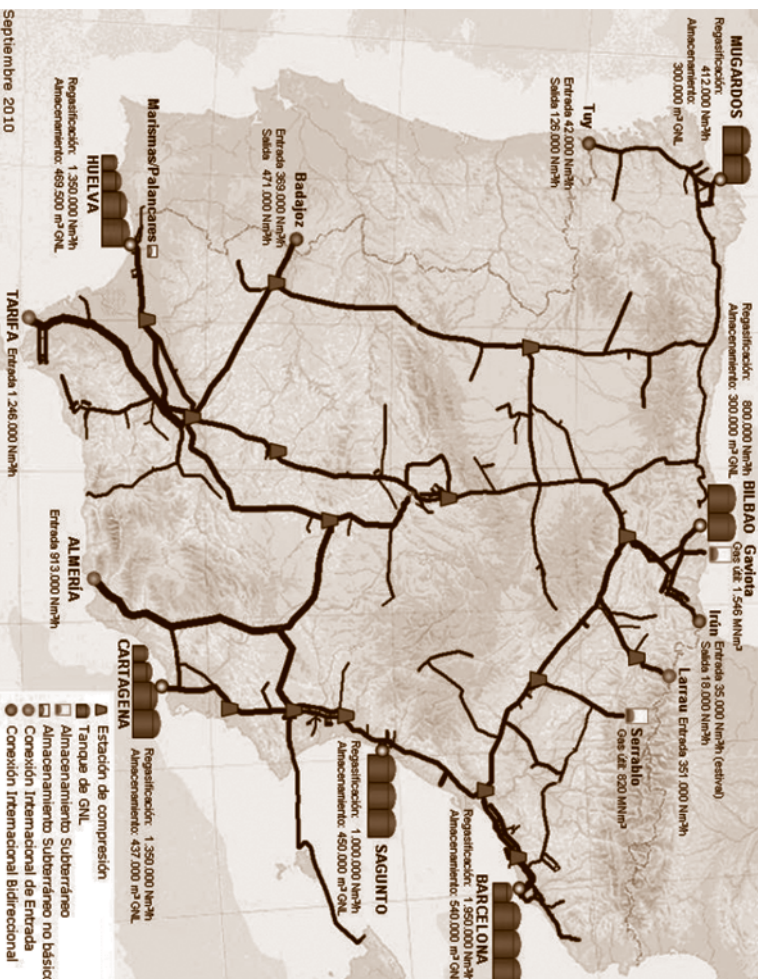


Fuente: ENTSOG y Enagás.

IV - Trabajos elaborados
IV.4 - Interconexiones eléctricas y gasistas de la Península Ibérica: contexto, situación actual y retos de futuro

173

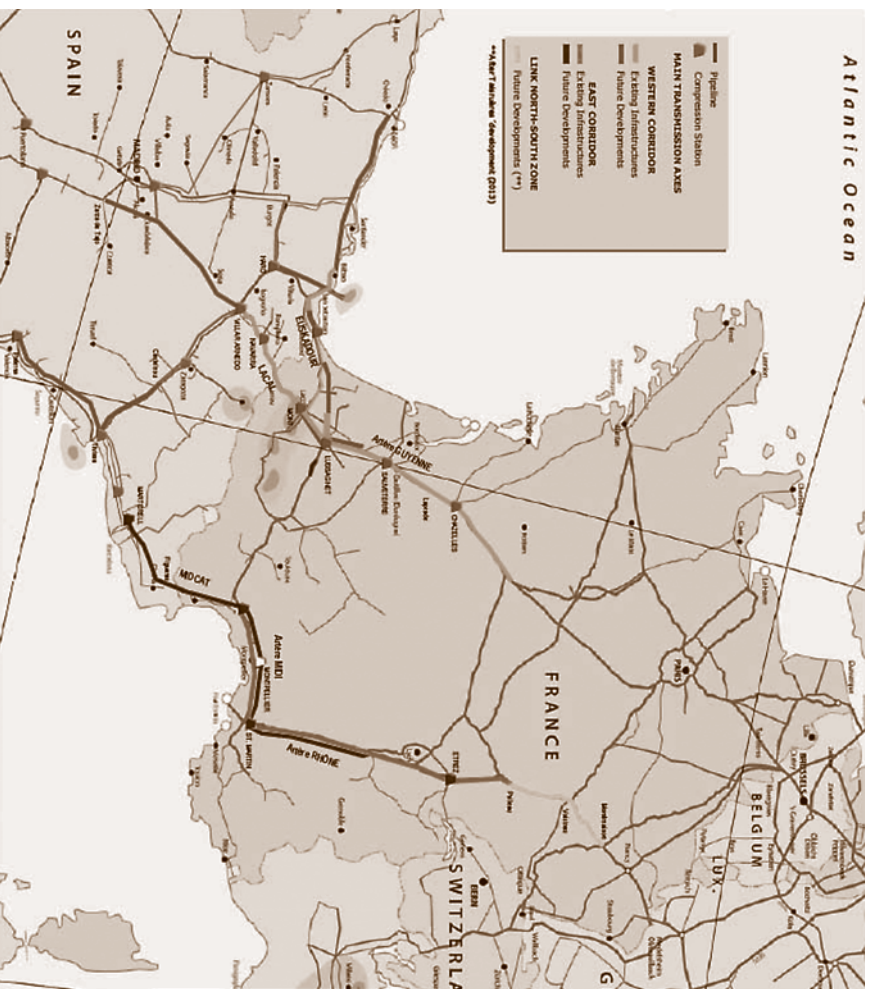
Figura IV.4.9: Infraestructuras de las interconexiones de gas en operación en la Península Ibérica.



Fuente: Enagás.

174 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

Figura IV.10: Infraestructuras relacionadas con el desarrollo de nuevas capacidades de interconexión de gas.



Fuente: Enagás.

Proyectos en curso y futuros

La apuesta de la UE por la creación de un mercado único de gas⁷⁹, que supere la idea inicial de liberalización de los mercados nacionales, precisa del incremento de la capacidad de interconexión entre países, además de la armonización de los marcos regulatorios.

Conviene recordar que la mayoría del gas que se consume en la UE es importado de terceros países (61% en 2008, de acuerdo con Eurogas), porcentaje que llega al 100% para los casos de España y Portugal, y que para ello el gas importado ha de atravesar una o varias fronteras nacionales.

⁷⁹- Citado en el Tercer paquete

IV - Trabajos elaborados
IV.4 - Interconexiones eléctricas y gasistas de la Península Ibérica: contexto, situación actual y retos de futuro

175

Adicionalmente, por razones de seguridad y diversificación de suministro, es necesario que se aumenten las capacidades de interconexión.

En este contexto, se están llevando a cabo iniciativas para el desarrollo de nueva capacidad de interconexión entre España y Portugal y entre España y Francia.

España/Portugal

Aunque la capacidad de interconexión ya existente desde 1996 es equivalente, para el año 2009, al 44% del consumo portugués a través de la interconexión Campo Mayor-Badajoz, y al 20% del español a través de la interconexión por Tarifa, la apuesta por la integración del mercado ibérico de gas se veía reforzada por la realización de un tercer punto de conexión, sobre el que los operadores de ambos países llevan trabajando de manera coordinada, en aras a incorporar el correspondiente proyecto a los procesos de planificación y aprobación de los respectivos países.

La capacidad de este tercer punto, que en la parte española estaría ubicado en la provincia de Zamora, sería de 140 GWh/día (4,4 bcm/año).

España/Francia

Para el caso de la interconexión con Francia, el incremento de la capacidad de interconexión ha sido posible sólo cuando se han puesto en marcha las Iniciativas Regionales de Gas⁸⁰.

En los mapas y tablas siguientes se recoge la evolución prevista del incremento de capacidad como consecuencia de los procesos de *Open Subscription Period (OSP)*⁸¹ y *Open Season (OS)*⁸² llevados a cabo en los últimos 2 años.

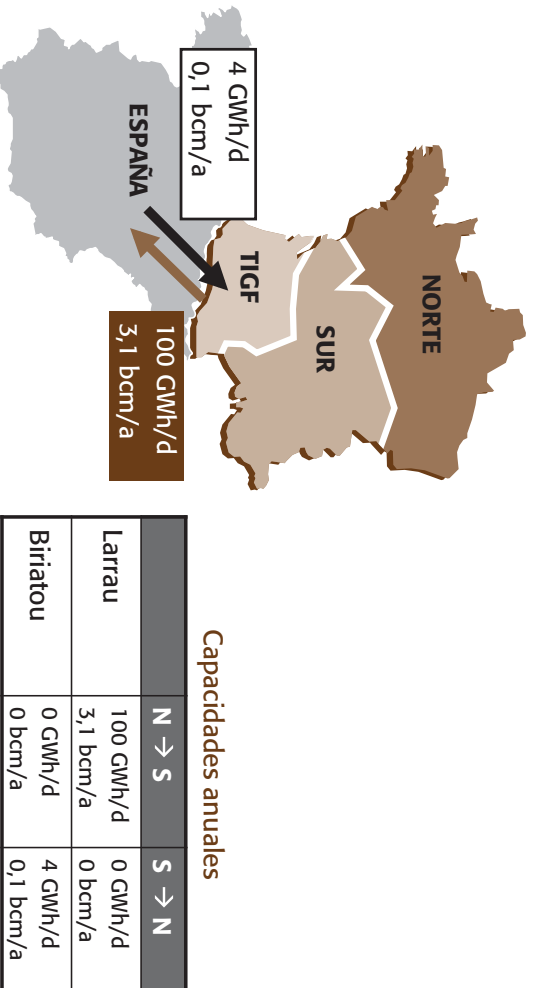
80- Las Iniciativas Regionales son un proyecto de las autoridades reguladoras (ERCFEG) cuyo objetivo es acelerar la integración de los mercados energéticos nacionales en mercados regionales como paso intermedio hacia la creación del Mercado Único Europeo. Las Iniciativas Regionales fueron lanzadas con el apoyo de la Comisión Europea en la primavera de 2006, esta iniciativas crearon 7 mercados regionales de electricidad y 3 mercados regionales de gas.

81- Open Subscription Period (OSP) es un proceso coordinado para asignar la capacidad existente y comprometerla.

82- Open Season (OS) es un proceso cuyo objetivo es identificar el interés del mercado en nueva capacidad y la asignación coordinada de la misma.

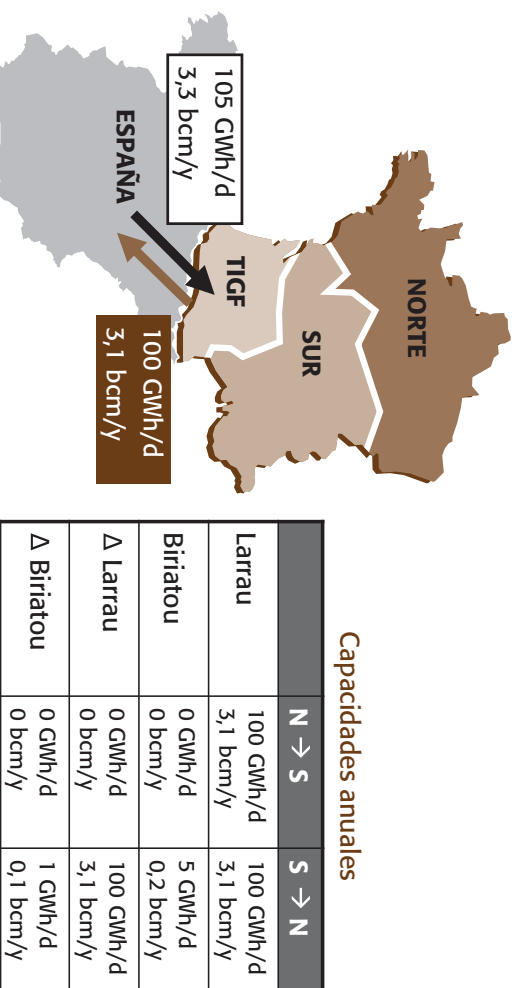


Figura IV.4. 11 : Capacidad actual de la interconexión de gas entre España y Francia.



Fuente: Enagás.

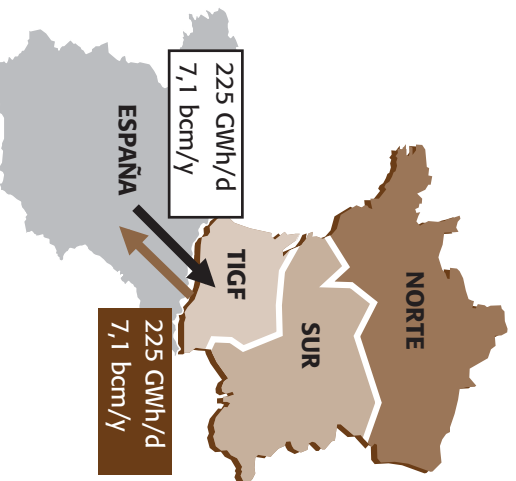
Figura IV.4. 12: Capacidad de la interconexión de gas entre España y Francia comprometida para antes del año 2013.



Fuente: Enagás.

IV - Trabajos elaborados
 IV.4 - Interconexiones eléctricas y gaseistas de la Península Ibérica: contexto, situación actual y retos de futuro

Figura IV.4.13: Capacidad de la interconexión de gas entre España y Francia después de los resultados de las Open Seasons de 2013 y 2015 (disponible a partir del 1 de abril de 2013 y a partir del 1 de diciembre de 2015, respectivamente).

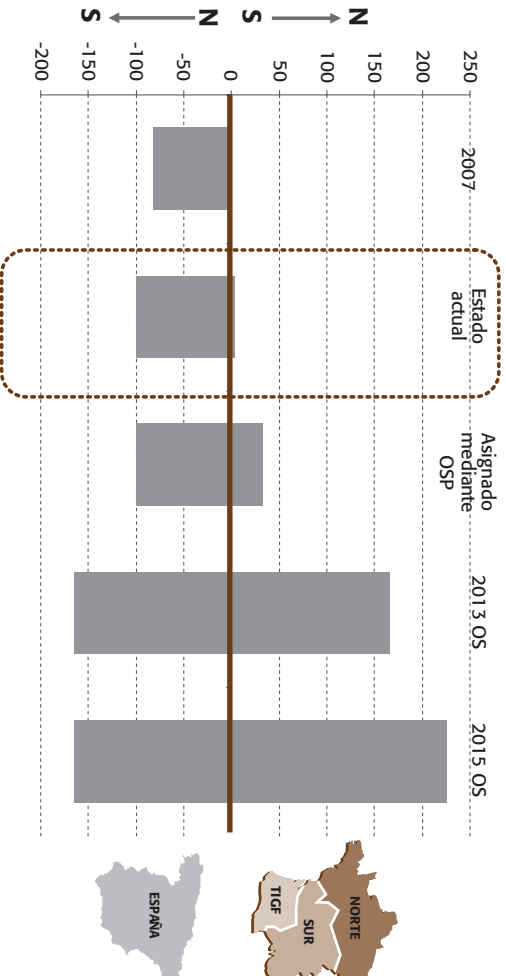


	Capacidades anuales	
	N → S	S → N
Larrau	165 GWh/d 5,2 bcm/y	165 GWh/d 5,2 bcm/y
Biratou	60 GWh/d 1,9 bcm/y	60 GWh/d 1,9 bcm/y
Δ Larrau	65 GWh/d 2,0 bcm/y	55 GWh/d 1,7 bcm/y
Δ Biratou	55 GWh/d 1,7 bcm/y	60 GWh/d 1,9 bcm/y

Fuente: Enagás.



Figura IV.4.14: Evolución de la capacidad de interconexión de gas entre España y Francia (GWh/d)

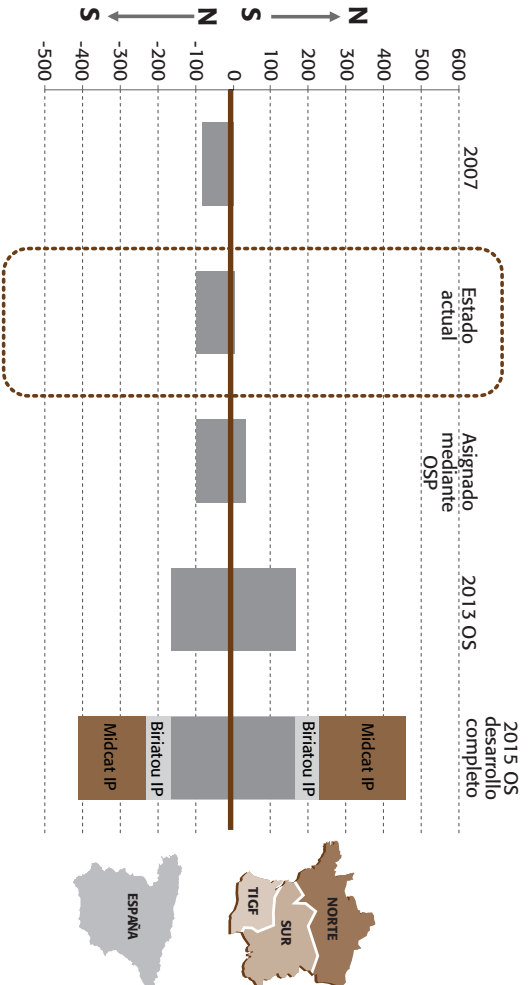


Fuente: Enagás.



178 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

Figura IV.4.15: Capacidad de interconexión de gas entre España y Francia (GWh/d) bajo un escenario de desarrollo completo de MIDCAT.



Fuente: Enagás.

IV.4.6- Experiencias en el desarrollo de nueva capacidad de interconexión

Son muchos los ejemplos con los que pueden ilustrarse las barreras reales que tienen que superarse para lograr el desarrollo de infraestructuras de red en general, muy especialmente interconexiones internacionales. En este apartado se ilustran dos casos relevantes, uno relacionado con el sector eléctrico y otro con el sector gasista.

IV.4.6.1- Un ejemplo eléctrico

En 1982, entró en funcionamiento la última línea de interconexión entre España y Francia, entre las localidades de Atkale, en España, y Mouguerre (Argia), en Francia. Desde entonces, la necesidad de aumentar la capacidad de interconexión ha sido creciente. La demanda en ambos países se ha incrementado de forma relevante, especialmente en España, donde el consumo eléctrico ha aumentado más del doble desde entonces.

Sin embargo, ninguna otra línea de interconexión se ha puesto en servicio desde ese año. Esta situación ha llevado a la Península Ibérica, en general, y a España, en particular, a una situación de “isla eléctrica” que reduce la seguridad de suministro, dificulta la expansión del sistema eléctrico y, hoy día, restringe la integración del Mercado Ibérico (MIBEL) en el

IV - Trabajos elaborados
IV 4 - Interconexiones eléctricas y gasistas de la Península Ibérica: contexto, situación actual y retos de futuro

179

Mercado Interior de la Energía de la Unión Europea. Y todo ello a pesar de los diversos intentos por lograr la ampliación de la capacidad de interconexión entre España y Francia: desde principios de los años 90 estaba prevista la realización de nuevas interconexiones entre Aragón y el departamento francés de los Pirineos Atlánticos; en 1996, estos planes fueron abandonados; en 2001, se retomaron los trabajos mediante un nuevo proyecto situado en los Pirineos Orientales; a partir de este año, RTE y Red Eléctrica elaboraron un proyecto de interconexión entre Bescanó, en España, y Baixàs, en Francia; dos años más tarde, el aumento de las capacidades de interconexión eléctrica entre España y Francia fue declarado prioritario por la Decisión nº 1229/2003/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, por la que se establece un conjunto de orientaciones sobre las redes transeuropeas en el sector de la energía, carácter prioritario que seña renovado posteriormente en 2006 para un trazado concreto: la línea Sentmenat (España)-Bescanó (España)-Baixàs (Francia). Ninguna de estas acciones sirvió para materializar la ampliación de la capacidad de interconexión eléctrica entre ambos países.

El motivo fundamental se encontraba en la fuerte oposición social y en las consecuencias políticas de ésta. La movilización social a la que dio lugar la consulta celebrada en Francia, con motivo de la construcción de esta interconexión, contó con el apoyo de los representantes políticos locales y nacionales del departamento francés de los Pirineos Orientales. En España, las poblaciones vecinas al proyecto, también con el apoyo de los representantes políticos locales, se opusieron frontalmente al trazado desde un principio. En uno y otro caso, la afectación de un medio humano y natural especialmente sensible era el motivo principal argumentado por los opositores a la línea de interconexión.

Así, el proyecto se encontraba completamente paralizado en el año 2006. Ante las evidentes dificultades, en la XIX cumbre franco-española, de 16 de noviembre de ese año, Francia y España convinieron en solicitar a la Comisión Europea la designación de un coordinador europeo conforme a la Decisión sobre redes transeuropeas que se había renovado ese mismo año⁸³. El coordinador debería actuar como facilitador del proyecto, fomentando la cooperación entre todas las partes implicadas y garantizando que se llevase a cabo el seguimiento adecuado del mismo —dado que se trataba de un proyecto de relevancia comunitaria, la Unión Europea debía permanecer informada de todo el proceso—.

El 12 de septiembre de 2007, la Comisión Europea nombró como coordinador europeo para el proyecto de interconexión entre Francia y España a Mario Monti. Tras diversas reuniones con las diferentes partes interesadas a uno y otro lado de la frontera, el coordinador recomendó en su informe inicial una estructura común para el desarrollo del proyecto.

⁸³ - Decisión nº 1364/2006/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 6 de septiembre de 2006, por la que se establecen orientaciones sobre las redes transeuropeas en el sector de la energía y por la que se derogan la Decisión nº 96/391/CE y la Decisión nº 1229/2003/CE.



180 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

Siguiendo esta recomendación, en octubre del 2008, se creó INELFE, una sociedad conjunta y participada a partes iguales por Red Eléctrica y RTE para el desarrollo de esta nueva línea de interconexión entre ambos países.

Posteriormente, y tras el desarrollo de varios estudios –sobre la justificación del proyecto; su encuadre en las necesidades de interconexión entre ambos países en el corto, medio y largo plazo; y sobre las opciones técnicas para su trazado– la recomendación final del coordinador europeo consistió en el desarrollo de una línea soterrada en su totalidad y en corriente continua entre las estaciones de Baixàs y de Santa Llogaia, siguiendo un trayecto terrestre que se apoye, en la medida de lo posible, en infraestructuras existentes dentro una determinada área de estudio (ver Figura 16).

Tras las recomendaciones del coordinador Mario Monti y el compromiso de los gobiernos, el tramo soterrado entre Santa Llogaia y Baixas se encuentra actualmente en una etapa inicial de desarrollo. La sociedad INELFE ya ha llevado a cabo los estudios técnicos, ambientales y financieros.

Figura IV.4.16: Área de estudio y unificar de la solución propuesta por el coordinador Mario Monti



Fuente: Red Eléctrica e Informe del coordinador europeo Mario Monti sobre el proyecto de interés europeo «Interconexión eléctrica Francia-España»

La interconexión España-Francia representa así un ejemplo de cómo la oposición social puede llegar a retardar, casi indefinidamente, la realización de una infraestructura prioritaria de interconexión energética entre dos países. Sin embargo, este caso también ilustra cómo la comunicación con las partes afectadas, la realización de estudios técnico-económicos de análisis de la justificación del proyecto, y la búsqueda de soluciones que tengan en cuenta las distintas sensibilidades, puede permitir soslayar las dificultades existentes para el desarrollo de estas infraestructuras.

IV - Trabajos elaborados
 IV.4 - Interconexiones eléctricas y gasistas de la Península Ibérica: contexto, situación actual y retos de futuro

IV.4.6.2 - Un ejemplo gasista

Entre España y Portugal

En el caso del desarrollo de nueva capacidad de interconexión de gas entre España y Portugal, la coordinación entre los operadores de ambos países, Enagás y REN, ha sido siempre muy destacada, de manera que han estudiado y planteado conjunta y coordinadamente el nuevo desarrollo de capacidad, estando pendiente de su consideración por parte de las autoridades nacionales respectivas.

Entre España y Francia

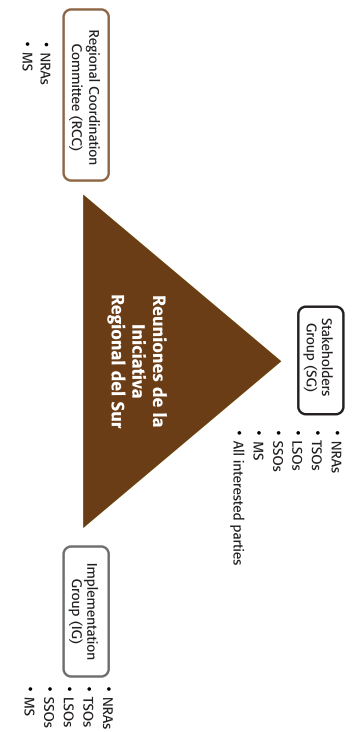
La puesta en marcha de las Iniciativas Regionales de Gas del Sur, que incluye a Portugal, España y Francia (citadas en el apartado IV.4.5.2. Sistema gasista), se han revelado como una canal de gran utilidad que está facilitando el desarrollo de las capacidades de interconexión.

Ya desde las primeras reuniones celebradas se identificó que el primer reto que tenía que superarse, a gran distancia del resto de prioridades⁸⁴, para la creación del mercado “regional” era el desarrollo de la capacidad de interconexión entre los dos países.

El trabajo realizado durante estos 4 años ha sido muy intenso y el resultado positivo, si bien hay que señalar que los objetivos del mercado eran más ambiciosos que los conseguidos.

Mientras tanto, han sido precisas 35 reuniones formales de los órganos que constituyen la Iniciativa Regional del Sur⁸⁵.

Figura IV.4.17: Órganos de las Inicativas Regionales



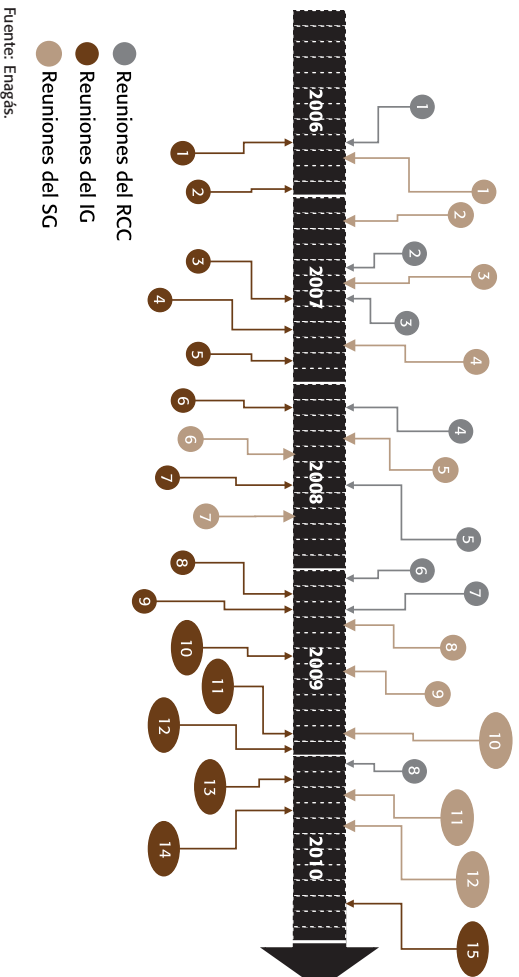
Fuente: Enagás.

⁸⁴- En la *Iniciativa Regional del Sur* se identificaron, en el año 2007, las siguientes prioridades: incremento de la capacidad de interconexión, interoperabilidad, transparencia y creación de hubs.

⁸⁵- Las *Inicativas Regionales* han establecido como foro de debate y discusión, en el que participan todos los grupos de interés, tres estamentos: RCC (Regional Coordination Committee); en este primer foro participan las autoridades regulatorias. IG (Implementation Group); además de las autoridades regulatorias, participan los operadores de infraestructuras. SG (Stakeholders Group); participan, además de los anteriores, los usuarios de las mismas y otros interesados.

182 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

Figura IV.4.18: Reuniones de la Iniciativa Regional del Sur.



Fuente: Enagás.

Durante este tiempo, con lentos aunque progresivos avances, se ha profundizado en el entendimiento mutuo de la configuración de los sistemas gasistas español y francés, así como de los respectivos marcos regulativos y procesos de planificación de infraestructuras.

Así, por ejemplo, mientras en el sistema español las infraestructuras gasistas se ejecutan una vez que están incluidas en el proceso de planificación obligatoria, en el lado francés, ha resultado necesario que, para comprometer la realización de nuevas infraestructuras en ese territorio, los usuarios de las mismas adquiriesen compromisos vinculantes de contratación a largo plazo, es decir, garantizando el pago de los servicios durante diez años.

Para ello, se ha trabajado intensamente en el desarrollo de las *Open Subscription Procedures* y *Open Seasons*.

Estos desarrollos han requerido de gran cooperación entre los operadores de infraestructuras de ambos países, quienes han estudiado y confeccionado un listado detallado de las instalaciones y las capacidades adicionales que se conseguían con la ejecución de tales proyectos.

Otro desafío especialmente destacado, y que constituye una experiencia única en Europa hasta el momento, ha sido el hecho de que en el proceso han tenido que participar cuatro operadores distintos y se ha ofrecido capacidad, de manera coordinada, en los puntos de interconexión de cuatro zonas distintas de balance, la española y las tres francesas.

IV.4.7- Retos de futuro

IV.4.7.1- Desarrollo de las infraestructuras

Es necesario desarrollar aquellas infraestructuras que permitan que la energía generada o suministrada desde cualquier punto de la UE llegue allí donde se necesite, al mismo tiempo que se refuerza la seguridad de suministro de la UE y se ayuda a reducir su vulnerabilidad frente a los suministradores externos, evitando que situaciones como la de la última crisis de gas ruso puedan volver a producirse.

En el contexto actual económico financiero, es importante priorizar, en el ámbito europeo, aquellos proyectos de mayor eficiencia económica, tanto por la inversión que llevan aparejada como por el plazo para su realización. Llama la atención cómo en la práctica muchos proyectos, sin duda importantes, pero de largo plazo de ejecución y altos costes asociados, reciben mayor respaldo que otros con menor horizonte temporal para su ejecución y con costes marginales menores debido a que parte de las infraestructuras del proyecto ya están realizadas.

IV.4.7.2- Estabilidad, predictibilidad y homogeneidad del marco regulativo

El mercado europeo de energía está lejos de poder considerarse un mercado único. En electricidad, son numerosos los cuellos de botella que limitan los flujos eléctricos entre Estados miembros con diferentes mix de generación y, por tanto, diferentes costes de producción.

En el caso del gas, hasta que el gas pueda circular libremente entre dos puntos cualesquiera del territorio europeo, tampoco existirá un verdadero mercado a escala comunitaria. Para ello se necesita disponer tanto de infraestructura gasista de interconexión como de infraestructuras nacionales que permitan maximizar las capacidades de interconexión.

La repercusión del coste total de las infraestructuras gasistas, y en particular la de la red de transporte básico, sobre el precio final pagado por el consumidor es muy baja en comparación con el coste de otros componentes del precio final. Sin embargo, mediante la conexión de mercados, se puede favorecer la competencia en grado tal que el beneficio que aportan esas nuevas infraestructuras para el consumidor pueda ser muy superior a su coste.

Un reto de primera magnitud es conseguir la concienciación de las autoridades reguladoras para disponer de un marco regulativo estable y predecible que incentive la inversión eficiente, con el máximo grado de homogeneización posible, aplicable a todas las infraestructuras de red.



184 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

Con ese marco regulatorio, la capacidad de las empresas para la financiación de los proyectos mejoraría apreciablemente.

Para avanzar y consolidar ese marco regulatorio, es necesario disponer de mayor capacidad de intervención desde el ámbito europeo, con procedimientos de perfeccionamiento, en general, más sólidos, transparentes y homogéneos para todos los Estados miembros.

IV.4.7.3- Ámbito, dimensión y decisión europea

Al mismo tiempo que se persigue la homogeneización del marco regulatorio, ha de tenerse en cuenta que los desarrollos de las infraestructuras tienen efecto en los Estados miembros colindantes, e incluso en los más alejados, no solamente para la creación y consolidación de un mercado único, sino también por razones de diversificación y seguridad de suministro, por lo que cabría que las autoridades europeas tuvieran más implicación en el establecimiento de criterios e incentivos en tales desarrollos.

Indudablemente, la implantación del Tercer Paquete en lo referente a los llamados TYNDP⁸⁶ que han de presentar los operadores europeos de electricidad (ENTSO-E) y gas (ENTSO-G) es un paso adelante, puesto que permitirá dar una visión global, pero con suficiente detalle nacional, de la necesidad de realización de nuevas infraestructuras. El Tercer Paquete supone un avance, aunque parcial y tímido, en el reconocimiento de la necesidad de la separación de las actividades entre los propietarios y gestores de las infraestructuras y los usuarios (importadores y comercializadores) de las mismas, en especial, en lo relativo a la red de transporte.

Para prestar más y mejores servicios a los usuarios y, en muchas ocasiones, más competitivos, sería necesario un modelo de separación de propiedad de forma que las empresas que prestan tales servicios de transporte no tuvieran ningún control ni sufrieran la capacidad de influencia de los grupos verticalmente integrados.

IV.4.7.4- Racionalización del proceso de permisos y autorizaciones

Aún sin perder las necesarias garantías de estado de derecho sobre los individuos de la UE, ésta debería avanzar en la disposición de una sistemática de racionalización de los permisos y autorizaciones, de manera que los entes locales, comarcales o incluso nacionales, quedaran superados por la reglamentación europea que se estableciera.

⁸⁶ Reglamento 715/2009/CE, artículo 8. Plan decenal de desarrollo de la red de ámbito comunitario que incluye la modelización de la red integrada, la elaboración de modelos hipotéticos, las perspectivas europeas sobre la adaptación del suministro y una evaluación de la robustez de la red.



IV - Trabajos elaborados

IV.4 - Interconexiones eléctricas y gasistas de la Península Ibérica: contexto, situación actual y retos de futuro

185

Para ello, además de racionalizar y simplificar los procesos, cabría establecer un plazo máximo para la emisión total de permisos y autorizaciones necesarias para los proyectos, siendo conscientes de que los retrasos en la ejecución de dichos proyectos necesarios supone atentar contra el interés general que aportan.

IV.4.7.5- Aportación española e ibérica a los objetivos europeos

El aumento de la capacidad de interconexión entre España y Francia permitirá una mayor capacidad de integración de las energías renovables en la Península Ibérica, de tal forma que España podría contribuir a los objetivos comunitarios incluso en mayor proporción que la fijada como obligatoria por la Unión Europea. Este posible escenario permitiría incluso la cooperación con otros países con mayores dificultades en alcanzar sus objetivos de integración de energías renovables, con el consiguiente beneficio económico para nuestro país.

En el caso del gas, la aportación de la Península Ibérica a la consecución de los objetivos europeos a través de las interconexiones también es clara⁸⁷, pudiéndose convertir en una ruta más para la diversificación de los aprovisionamientos, aprovechando las infraestructuras de importación de GNL ya existentes, con un coste marginal para la realización de las infraestructuras de vehiculación adicionales en comparación con el coste de los grandes proyectos anunciados para abastecer a la UE desde el Este.

La puesta en valor de esa aportación tendría que conllevar una priorización de proyectos para abastecimiento desde el suroeste de Europa, hasta el límite técnico de su competitividad con otras rutas.

IV.4.7.6- Vinculación de infraestructuras gasistas y eléctricas a la política de lucha contra el cambio climático

Es necesaria una mayor concienciación en la gran aportación que pueden realizar las infraestructuras eléctricas y gasistas para el cumplimiento de los objetivos marcados en la política de lucha contra el cambio climático.

El dimensionamiento de las infraestructuras no necesariamente está vinculado, de manera directa y proporcional, al incremento de la demanda de gas y electricidad en el territorio de la UE, sino que vienen a cumplir un papel adicional con la integración de las energías renovables.

Para el caso de las infraestructuras gasistas, la integración de las energías renovables, supone tener que disponer de un dimensionamiento de las infraestructuras y herramientas de

⁸⁷ Intervención en el ITRE, 2 de abril de 2009.



186 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

flexibilidad para poder hacer frente a puntas de consumo mayores aún con factores de carga inferiores. Con ese dimensionamiento se puede abastecer con gran agilidad a las tecnologías de generación de electricidad que actúan de respaldo cuando, por ejemplo, no sopla viento.



V- PRINCIPALES REFLEXIONES Y CONCLUSIONES DE LOS DEBATES MANTENIDOS POR EL PLENO DEL GRUPO

V. 1 - Retos y oportunidades energéticas en el área euro-mediterránea: El Plan Solar Mediterráneo

- El Plan Solar Mediterráneo (PSM) se encuentra en un proceso avanzado en lo que se refiere a la identificación de proyectos: instalaciones de energías renovables, líneas de evacuación, mejoras de la red, eficiencia energética, etc. Existe, sin embargo, la necesidad de definir marcos regulatorios creíbles, previsibles e incentivos que proporcionen el nivel de apoyo y de seguridad jurídica necesarios. A esto se añaden los costes y necesidades de financiación, que son importantes, por lo que parece difícil cumplir con los plazos previstos.

- Entre los problemas más importantes no se encuentran las cuestiones estrictamente técnicas, sino la falta de un marco regulatorio estable y la desconfianza respecto a la seguridad jurídica en algunos de los países de la ribera Sur del Mediterráneo.

- Actualmente España cuenta con la menor capacidad de interconexión de toda Europa continental, por lo que su aumento resulta imprescindible para alcanzar el objetivo europeo de lograr un mercado único, aportar mayor seguridad de suministro a España y Europa, y poder aumentar la capacidad instalada de algunas tecnologías renovables. Si no tenemos suficientes interconexiones para nuestras energías renovables, menos aún para servir de paso de la electricidad hacia el Norte de Europa.

- Un primer proyecto piloto de interconexión eléctrica de España con Marruecos podría servir para destacar nuestra posición estratégica en el paso de la electricidad hacia el Norte y serviría de elemento incentivador para facilitar y acelerar las interconexiones.

- El PSM plantea varios escenarios alternativos respecto a las líneas de evacuación de la energía eléctrica y de todos ellos sólo uno contempla la opción de paso de energía a través de la Península Ibérica hacia Europa, jugando en esta opción España un papel primordial. ¿Cuál es la posibilidad de que se opte por este escenario?

- El mayor número de horas de insolación solar de la ribera Sur del Mediterráneo reduce el coste de producción de electricidad fotovoltaica respecto a la producida en Europa, sin embargo, lo que se ahorraría en producción se invertiría en la construcción



de las líneas de conexión. Se resalta la importancia de realizar un análisis de los costes del PSM en profundidad.

- Entre los principales problemas, se considera el sobre coste de generación y de la *super-grid* necesaria para la evacuación de la electricidad. ¿Quién se va a hacer cargo de este coste? Existen ya numerosos problemas internos derivados de la falta de adecuación de los precios de la energía y de los peajes a los costes reales de la electricidad. Ningún Gobierno va a mostrarse propicio a repercutir el coste total sobre los consumidores. Los únicos interesados en aportar dinero pueden ser los tecnólogos.

- La eficiencia energética debe convertirse en uno de los elementos estratégicos del PSM, pues las mejoras tendrían un impacto económico importante.

- El desarrollo de las energías renovables en nuestro país, que nos ha convertido en referencia mundial en estas tecnologías, ha sido posible gracias al sistema de primas del que no podemos depender siempre, haciéndose imprescindible rentabilizar la apuesta de España por este sector. Quizá habría que reflexionar sobre la sostenibilidad de nuestro sistema antes de hablar de solidaridad.

- Lo lógico sería que España progresara en el proyecto ofreciendo economía productiva y vendiendo conocimiento como parece que está haciendo Alemania con el proyecto DESERTEC. Esta iniciativa industrial alemana lanzada oficialmente por doce empresas europeas en 2009, que plantea una cooperación entre Europa, Oriente Medio y Norte de África –región EU-MENA– para la producción y transmisión de electricidad de origen termosolar y fotovoltaico, tiene como objeto el abastecer la demanda interna de energía, desalinizar agua del mar y exportar energía limpia a Europa mediante Corriente Continua de Alta Tensión.

- Respecto a la posibilidad de que el PSM pueda contribuir a la reducción de emisiones de gases efecto invernadero en Europa, se considera que para ello no sería necesario la construcción de redes de conexión, sino computar los proyectos de energías renovables construidos en la ribera Sur del Mediterráneo como reducción de emisiones del Norte.

- La Directiva 2009/28 introduce mecanismos de cooperación que permiten que las importaciones “físicas” de electricidad generada a partir de renovables se computen en los objetivos de los Estados miembros, pero sería importante avanzar en la concreción de proyectos y esquemas conjuntos viables a corto plazo.

- No se considera que el PSM contribuya al autoabastecimiento energético europeo, aunque sí puede ser una opción de diversificación para Europa, y contribuir así a mejorar la seguridad energética (Argelia nunca ha realizado cortes de suministro mientras que Rusia sí).

V - Principales reflexiones y conclusiones de los debates mantenidos por el pleno del grupo
V. 1 - Retos y oportunidades energéticas en el área euro-mediterránea: El Plan Solar Mediterránea

189

- Esta apuesta por el PSM de la Unión Europea debe entenderse en una estrategia de diversificación de fuentes de energía y de descarbonización de la economía mediante la mayor utilización de una energía eléctrica más limpia, sin olvidar las repercusiones en costes.

- A favor del PSM se concluye que la Unión Europea tiene la voluntad de integración (en la medida en que el Plan extiende las redes, mejora el desarrollo económico y aumenta la calidad energética de la zona) y cuenta con un fuerte desarrollo de las energías renovables, y que los costes en el Norte de África son mucho menores, no sólo por las horas de insolación sino también por el precio del terreno y la mano de obra.

- El PSM puede gustar más o menos, tiene fuertes restricciones de calidad institucional, financieras y regulatorias, especialmente en algunos países, y quizá se va a ralentizar como consecuencia de la crisis económica, pero si sigue adelante, y parece que todo apunta a que sí, sería deseable que de los tres escenarios planteados en relación a las líneas de evacuación eléctrica, se optase por aquel que beneficiaría a España.

- Se propone un paso práctico hacia adelante a través del "Mecanismo Conjunto Hispano-Marroquí". Entre las razones por las que se elige este mecanismo están: España y Marruecos constituyen el corredor eléctrico natural entre la UE y el Norte de África; cuentan con la única interconexión eléctrica operativa UE-MPCs y experiencia en cooperación eléctrica; España aplica un mecanismo de *Feed in Tariff* (FIT) que podría extenderse a Marruecos considerando primas minoradas por sus menores costes de generación; Marruecos está considerando las FIT y cuenta con un Estatuto Avanzado que incluye las energías renovables; ambos países tienen estrategias energéticas que otorgan prioridad a las energías renovables; así como, complementariedades en tecnología, recursos renovables y humanos en un marco de cooperación técnica y formación. Además, esta experiencia es ampliable para dar cabida a Portugal y Francia por el lado Norte y a Argelia por el Sur, constituyendo un germen del PSM en su conjunto.



V. 2- Modelo eléctrico español en 2030. Escenarios y alternativas

- El estudio presenta de forma objetiva cuál sería el impacto para España de distintos escenarios de diseño de nueva capacidad de generación en términos medioambientales, de seguridad de suministro y de eficiencia económica.

- Se considera un estudio “atrevido”, ya que va más allá de las palabras y pone números sobre las mesas de debate, y “original” en cuanto al horizonte temporal, apartándose deliberadamente del año 2020 y llegando hasta 2030, lo que se considera acertado ya que se necesita tiempo para ejecutar las decisiones de inversión de las infraestructuras necesarias.

- Durante la elaboración del estudio se ha hecho gran esfuerzo para asumir las hipótesis más razonables tomando, en la medida de lo posible, datos oficiales de organismos relacionados con la energía y haciendo análisis de sensibilidad. Sin embargo, no cabe duda de que las estimaciones de algunas de las variables tales como los precios de los combustibles fósiles y del CO₂, o el PIB, tienen cierto grado de incertidumbre y pueden variar según el entorno económico, la disponibilidad de materias primas, etc.

- Las estimaciones para 2030 en relación a los precios de las energías convencionales para la generación de electricidad pueden parecer optimistas si pensamos que estamos en una situación de economía deprimida en la que los precios de los hidrocarburos son bajos, pero que, en cuanto haya una recuperación económica, probablemente se dispararán y consecuentemente también los costes de generación. Hay expertos del sector, entre ellos Claude Mandil, ex Director Ejecutivo de la Agencia Internacional de la Energía que han expresado que de aquí a 2030 podría haber una crisis energética que dispare los precios de la energía.

- Aun suponiendo que va a costar más caro explorar en aguas profundas, sobre todo después de lo ocurrido con BP en el Golfo de México, y teniendo en cuenta lo que dicen los expertos sobre los petróleos no convencionales y las tecnologías de “*coal to liquids*”, de que pueden ser rentables con precios mantenidos entre 100 y 150 dólares el barril, difícilmente es imaginable un precio sostenible a largo plazo de 200 dólares porque estas tecnologías entrarían a funcionar.

- Una de las hipótesis que asume el estudio, tomando como fuente la Agencia Internacional de la Energía, y que también puede parecer optimista, es aquella relativa al precio del CO₂.



El valor de 25 euros/tonelada de CO₂ se considera demasiado bajo, teniendo en cuenta el crecimiento medio estimado de la economía española, en torno al 2,7%-3% del 2014 al 2030, que se ha considerado en el estudio, ya que parece evidente que la mejora de la economía supondría un aumento considerable del precio del CO₂. Sin embargo, viendo cómo está el mercado de los derechos de emisión, probablemente el precio puede llegar a ser incluso más bajo a medio y largo plazo.

- Red Eléctrica de España está observando ya un repunte en el crecimiento de la demanda. No se sabe con seguridad lo que sucederá pero, en cualquier caso, lo importante es observar la tendencia. Se han hecho análisis de sensibilidad (sobre la demanda, el precio de las materias primas, etc.) y tendencialmente se obtienen conclusiones parecidas.

- Este estudio considera que no hay reducción de costes de la energía eólica a largo plazo, sin embargo, para otras renovables, los costes se reducen a valores comprendidos entre la mitad y la tercera parte de los actuales. Un punto a desarrollar en el futuro podrían ser los criterios para calcular los índices de progreso tecnológico y de reducción de costes y, quizás, sustituir los valores de utilización históricos por una horquilla de valores.

- Los precios de generación de electricidad a partir de energía nuclear propuestos en el estudio no convencen a algunos ya que existen estudios de AREVA que hablan de precios inferiores. Se podrían alcanzar costes medios bajos si hubiera un renacimiento de la energía nuclear y se produjeran muchos reactores iguales. Una estrategia razonable para España en relación con las nuevas tecnologías de energía nuclear, es esperar a que éstas estén ya maduras antes de su incorporación a nuestro mix energético. De esta de manera, se podrían evitar situaciones como las ocurridas en España con las iniciativas de las plantas de energía solar fotovoltaica, donde hemos tomado un riesgo económico del que se han beneficiado industrias extranjeras. Lo lógico sería, que construyan muchas centrales los tres o cuatro tecnólogos del mundo y cuando estemos seguros que la sexta o la séptima central sale a un coste razonable, entonces invertir, es decir, adoptar una estrategia oportunista.

- En cualquier caso, del estudio se desprende que se considera conveniente mantener en funcionamiento los reactores nucleares existentes hasta la finalización de su vida útil, prolongada, cuando sea posible, siguiendo las recomendaciones y autorizaciones de los organismos técnicos competentes.

- La curva de carga calculada para 2030 es similar a la actual, ligeramente modificada para considerar la entrada del vehículo eléctrico. Es necesaria la implantación de medidas de gestión de la demanda para achatarla. El estudio ha realizado sensibilidades en este sentido.

192 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

- El estudio no ha asignado probabilidades a los diferentes escenarios elegidos. Que se opte por un escenario u otro depende de la política energética, de las decisiones regulatorias y no depende de las decisiones de los agentes económicos en función de los mercados.
- Un punto que se considera importante y que refleja el estudio es que, además del sobrecoste directo que supone la electricidad a partir de energías renovables no gestionables, hay que añadir los sobrecostos indirectos que supone para el sistema la necesidad de contar con capacidad de respaldo suficiente y más servicios de ajuste, las inversiones infrautilizadas, así como el sobrecoste por la exigencias de una nueva arquitectura de transporte para acomodar una generación de mayor dispersión geográfica.
- Hay que tener en cuenta otros factores que suponen un beneficio para nuestra economía. Las energías renovables, con su carácter de energías autóctonas, podrían llegar a suponer una reducción considerable en la importación de energías fósiles, además de suponer una respuesta a la posible crisis medioambiental que estamos viviendo, entre otras ventajas.
- El estudio asume para el cálculo de la demanda en 2030 que hay acoplamiento entre el PIB y la producción bruta de electricidad, introduciendo como premisa una mejora de la elasticidad de la intensidad eléctrica de 0,1 que resultan en variaciones de la demanda de hasta un 4%. Adicionalmente, se contempla una reducción de la demanda de un 3,5% a partir de 2020 como resultado de la introducción de redes inteligentes y gestión de la demanda. Entre los factores que podrían afectar a esta correlación está, por un lado, el desarrollo de las interconexiones, si bien el estudio asume que no va haber gran cambio respecto a la situación actual, considerando hasta 2000 MW de incremento de la capacidad de interconexión, lo que parece una visión bastante realista. Por otro lado, se contempla la introducción del vehículo eléctrico considerando hasta 10 millones de vehículos en 2030. En cualquier caso, como se ha comprobado, la entrada progresiva del vehículo eléctrico tiene un impacto reducido en la intensidad eléctrica final. Se considera que otras medidas como la utilización de bombas de calor, etc. pueden tener mayor efecto.
- Los resultados del Escenario 2, donde se contempla una contracción de la demanda del 20%, ponen de manifiesto los importantes beneficios que se pueden alcanzar con medidas de eficiencia energética y políticas de ahorro. Se consideran mejoras en los tres objetivos básicos: importantes reducciones en términos de inversión, disminución de las emisiones de CO₂ e incremento del grado de autoabastecimiento, por lo que se considera que estas medidas deberían ser vectores centrales de las políticas energéticas.

V.3- La regulación del sector eléctrico con alta penetración de energías renovables

- ¿Cuál es el factor de carga aplicado para el gas? En el estudio de AIE/NEA, para los valores medianos, se considera un “load factor” del 85% para todas las tecnologías de generación convencional, incluida la generación nuclear, un 26% para la generación con energía eólica “on shore” y un 13% para la generación con energía solar fotovoltaica. Esta última cifra difiere notablemente de la considerada por Euroelectric para esta última tecnología que es de un 23%.

- ¿Qué papel jugarían las interconexiones entre países y la determinación del precio de las exportaciones o de recepciones de un país a otro? El disponer de infraestructuras de conexión con Europa de suficiente capacidad es de fundamental importancia sobre todo para aumentar los recursos y disminuir los costes de la gestión de la fiabilidad del sistema con una elevada penetración de energías renovables. Tanto los requerimientos de servicios de ajuste como de potencia de “back-up” disminuirían si España estuviese plenamente integrados con las redes europeas. En cuanto a los precios, lo ideal también sería la integración de los mercados y de la gestión de la fiabilidad de los sistemas eléctricos; pero hay que tener en cuenta que la fragmentación va a ser la regla a medio plazo.

- Se pensaba en una hipotética política energética comunitaria en la que hubiera un mix energético óptimo y una especialización de fuentes energéticas en determinadas áreas, lo cual, desde el punto de vista práctico, puede parece lejano, pero desde el punto de vista estrictamente teórico puede ser una solución a algunos de los planteamientos más adversos de la presentación.

- Esa especialización debería ser el resultado de la decisión de los inversores en función de las señales de precio de un mercado mayorista integrado y de un marco de incentivos para la entrada de capacidad de generación renovable homogeneizada. Parece difícil que a medio plazo exista la suficiente capacidad de interconexión para que España pueda considerarse plenamente integrada en el mercado interior eléctrico europeo. España, más precisamente la Península Ibérica, podría seguir siendo una semi isla eléctrica a medio plazo.

- Hasta ahora, independientemente del proyecto de acoplamiento de mercados en 2015 para toda Europa, no se ha percibido eso que llaman “apetito” por las interconexiones derivado de la complementariedad en los temas de evacuación de las renovables.

- Como línea argumental del estudio se detecta el cómo compensar al mercado organizado existente de electricidad por la incorporación de unos objetivos de política energética

sobre renovables. En vez de estar siempre buscando incentivos y al mismo tiempo examinando cómo compensar los efectos de estos sobre el mercado, ¿no sería más interesante analizar en profundidad cómo incorporar en el mercado el conjunto de energías y cómo diseñar un mercado más amplio que no sólo tenga en cuenta los costes variables de generación, sino también la aportación de capacidad, los costes de capital, o de garantía de potencia?

- En el mercado mayorista, los precios spot reflejarán los costes de oportunidad a corto plazo y, por tanto, en gran parte de las ocasiones, el coste variable marginal. El problema que se plantea con un peso creciente de generación con coste variable prácticamente nulo es la pérdida de relevancia del precio de la energía en el mercado mayorista como señal para los inversores en nueva capacidad de generación. El precio medio en el mercado mayorista tenderá a disminuir, lo que, añadido a la disminución del "load factor" de la generación convencional, promoverá un aumento del "missing money" y, por tanto, la necesidad de prever mayores pagos por la oferta de servicios para la gestión de la fiabilidad (servicios de ajuste y oferta de disponibilidad y suficiencia).

- Si a esto se une que en torno a un 40% de la generación eléctrica en 2020 corresponderá a una capacidad de generación con renovables y, por consiguiente, con necesidad de establecer un mecanismo de ayudas para facilitar su entrada, cabe preguntarse por el significado del mercado mayorista a medio plazo. A largo plazo, esta situación se agudizará. La AIE precisa para Europa, en 2050, un sector eléctrico prácticamente descarbonizado con un 57% de generación con energías renovables, generación con gas y algún limpio cuya entrada, a menos que el precio del CO₂ se dispare, necesitará también alguna ayuda, y generación con energía nuclear que también requerirá para los primeros reactores de 3ª Generación algún tipo de apoyo a los operadores o a los tecnólogos. Un sistema eléctrico de estas características a duras penas puede considerarse de mercado.

- En España, ¿cuáles serían las líneas maestras y dónde habría que tocar la regulación para acercarnos a solucionar esta situación? En España, una cuestión fundamental es acercar al máximo las inversiones en infraestructuras de conexión con Europa. Por otro lado, sería conveniente pasar de un mecanismo de incentivos para la entrada de generación con renovables centrado en la fijación de precio (tarifa o primas) a un mecanismo de incentivos centrado en la fijación cuantitativa de la capacidad de cada tecnología renovable que el responsable de la política energética considere como objetivo y a su asignación por un mecanismo de subasta del que resultarán los valores de las ayudas. Por otro lado, deberían adaptarse los mecanismos de incentivos a la inversión de las redes de transporte y distribución a los requerimientos de ampliación de la arquitectura e intensificación tecnológica que impone la alta penetración con energías renovables. Igualmente, las reglas de funcionamiento del mercado mayorista tendrían que adaptarse. Por último, el

V - Principales reflexiones y conclusiones de los debates mantenidos por el pleno del grupo
V. 3 - La regulación del sector eléctrico con alta penetración de energías renovables

195

marco de la gestión de la fiabilidad del sistema también debería sufrir una profunda transformación tanto en los servicios de ajuste como en los servicios de disponibilidad y suficiencia.

- Hay que hacer una reflexión sobre si el modelo que consideramos eficiente es uno totalmente regulado o uno de mercado. Actualmente estamos tratando de combinar un modelo de mercado con la modificación del equilibrio de mercado y del mix de generación que introducen las renovables, lo que nos fuerza a más intervenciones tipo pagos por capacidad. Probablemente esta combinación no va a funcionar. ¿No tendría más sentido que el precio de CO₂ fuera la herramienta adecuada para promover el desarrollo de la producción baja en emisiones, aún sabiendo que esto no se va a conseguir a corto plazo?

- Parece que para alcanzar precios medios de CO₂ a largo plazo tan elevados que permitían atenuar de forma decisiva la necesidad de ayudas a la entrada de las tecnologías de generación descarbonizadoras se necesitaría cambiar el actual mecanismo europeo de “*cap and trade*” y sustituirlo por un impuesto cuya cuantía podría estar alineada con el coste de la emisión evitada por la tecnología de captura y confinamiento de carbono o bien establecer un suelo al precio del CO₂ en el mercado de derechos de emisión. Ambas reformas parecen poco probables.

- Una de las conclusiones de este debate es que, en este momento en Europa, hay dos movimientos más o menos contradictorios: al mismo tiempo que estamos todavía con los códigos de red, ha empezado otro sistema, que es el regulado por razones de política energética, de seguridad, etc., y nadie quiere darse cuenta que se puede producir un choque de trenes.

- El documento abre muchos puntos de discusión, lo primero a debatir quizá es qué objetivos queremos a 2030, 2040 o a 2050 y a partir de ahí, obrar en consecuencia. Queda claro que si el coste variable de la generación de la mayoría de las fuentes es cero, ir a un sistema de mercado no tendría sentido. Los costes reflejados en la mayoría de los estudios están hechos en base a la realidad actual y no reflejan la realidad futura con una curva de aprendizaje ni tampoco que la estructura va cambiando. La situación actual (los precios no reflejan los costes del sistema) no ayuda. Cuando se dice que las renovables encarecen los precios, hay que tener en cuenta que hay muchos millones que no se han aplicado a la curva de aprendizaje sino a un procedimiento bastante especulativo (por ejemplo, la fotovoltaica no encarece el sistema sino los 3.200 MW instalados sobrepasando el objetivo de 400MW a 2010). Además, la reducción de la demanda ha provocado que nos adelantemos a los porcentajes de las renovables. En conclusión: primero, se debería fijar el objetivo a largo plazo que debe decidir cuáles van a ser las herramientas que vamos a necesitar; segundo, se debe solucionar la problemática que tenemos a corto plazo, que no está motivado por los objetivos de largo plazo sino por el

sistema que se ha utilizado para intentar llegar a objetivos a corto plazo; tercero, en cuanto a la subvención a la inversión mediante subastas, no todas las energías renovables son iguales, sería adecuado para la termosolar (porque el sol es el mismo en Toledo que en Ciudad Real). Todo eso hay que discutirlo dentro de un objetivo. ¿Cómo lo haríamos? Si hay una curva de aprendizaje, fijas inversión y luego haces subasta en algunas tecnologías y, en otras, se aplica un “feed in tariff”, llegaría así a un momento en que las tecnologías renovables “puente” del año 2020 serían competitivas con respecto a los precios y otras energías. No se debe olvidar que las otras energías son finitas y se van acabando y los precios irán subiendo.



- No cabe duda de que una vez que se ha establecido una cuota para la generación con energías renovables, cuyo coste medio de generación, con la excepción de la generación eólica en emplazamientos de alta calidad, es superior al precio medio del mercado mayorista determinado por el coste marginal a largo plazo, una parte importante de la capacidad de generación, cuya entrada necesitará alguna forma de ayuda, queda fuera del funcionamiento normal del mercado. Si a esto se añaden las modificaciones regulatorias antes señaladas que se requerirán en el transporte y distribución, la gestión de la fiabilidad del sistema y las reglas de funcionamiento del mercado al por mayor, parece claro que el mix regulación-mercado se va a modificar, aumentando la presencia de la regulación y reduciéndose la del mercado. Articular esto de una forma eficiente no resultará una tarea fácil.

- Se quiere hacer una regulación como de mercado para algo que no queremos que funcione como mercado. ¿Cuál es la ganancia de eficiencia a corto, medio y largo plazo? Es necesario optimizar costes.

- Una tecnología como la nuclear que suministra energía de base durante todo el año de forma regular, quizá no tendría que entrar en el libre mercado y se podría vender anualmente a un precio determinado. Las energías renovables, que venden a precio cero, a lo mejor son más proclives a ir a una regulación. Si se separan estas dos cosas, ¿se podría optimizar los costes del sistema en general?

- La retribución de la generación con energías renovables, de la generación nuclear y, en el futuro, la generación con gas y carbón limpio a través de la fijación de un precio que permita la recuperación del coste del servicio, incurrido o eficiente, es lo propio de la regulación de un monopolio natural. A largo plazo, en una economía casi totalmente descarbonizada, como la que preconiza la AIE para Europa en 2050, supondría prácticamente el abandono del modelo de sector eléctrico liberalizado que consagran las Directivas de mercado interior.

- ¿Y para ahora? El reto a corto-medio plazo para los reguladores en Europa es diseñar un nuevo mix regulación-mercado que sea globalmente consistente y no una mera acumulación y yuxtaposición de reformas parciales.



V.4- Interconexiones eléctricas y gasistas de la Península Ibérica: contexto, situación actual y retos de futuro

- Se considera muy acertado el haber analizado las interconexiones gasistas y eléctricas conjuntamente porque, aunque son dos sistemas que poseen peculiaridades diferentes, pueden aprender mucho un sector del otro.
- Todo el mundo está de acuerdo intuitivamente en que altos niveles de interconexiones en Europa, y en particular en la Península Ibérica, son buenos porque sin un soporte físico no puede haber mercado, no puede haber competencia, ni seguridad, pero, sin embargo, a la hora de llevar las cosas a la práctica hay un cierto malestar en este tema en el que se mezclan muchas cosas (temas económicos, políticos y medioambientales).
- El desarrollo de infraestructuras de interconexión a través de los Pirineos viene siendo complicado principalmente por una voluntad política de “no hacer”, a pesar de que, en el nuevo contexto europeo derivado del Tratado de Lisboa y de la nueva política energética, el mantenimiento de esta “isla” energética tiene cada vez menor cabida.
- Para conseguir el nivel de interconexión mínimo y deseable, se necesita una buena “táctica” política, ser constantes y hacer “lobby”. Por ejemplo, de cara a la publicación del nuevo Paquete de Infraestructuras, que fue publicado por la Comisión el 17 de noviembre de 2010, la insistencia por parte del sector ha sido clave para que las interconexiones gasistas de la Península Ibérica con Francia se recojan de forma explícita y como proyecto de interés prioritario para Europa.
- Quizás, si consiguiéramos sentar al Gobierno español y portugués conjuntamente ante la Comisión Europea y explicar que tenemos un problema como región, nuestras peticiones tendrían más peso.
- La oposición social al desarrollo de las redes eléctricas, justificada por su eventual impacto ambiental sobre el territorio, sobre todo en zonas de alto valor ecológico como los Pirineos, se traduce en retrasos en los procesos de tramitación y autorización de las mismas que han llegado a paralizar algunos proyectos. Es paradigmático el caso de la interconexión entre España y Francia, que tras más de 20 años, se realizará finalmente de forma soterrada, lo que implica un considerable aumento del coste de esta infraestructura. En este sentido, una de las mayores dificultades deriva del hecho de que los afectados por el trazado de las líneas no suelen percibir de forma directa sus beneficios, como sí lo hacen para otras infraestructuras lineales como las autopistas y líneas ferroviarias.



- Los problemas derivados de la afección ambiental y el rechazo social de las redes gasistas no son comparables a los de las eléctricas, sin embargo, un tema que sí es comparable es que hay que ponerse de acuerdo entre países vecinos y esto conlleva dificultades, principalmente, porque existen marcos regulatorios con regímenes económicos (sistemas retributivos) diferentes en ambos lados de la frontera y estructuras societarias también distintas (en el caso francés, los TSOs están verticalmente integrados y por tanto no tienen interés en desarrollar la interconexión ya que esta facilitaría la entrada de competidores para sus filiales). En el caso de España, basta con incluir una nueva red en la planificación para que ésta se construya; sin embargo, en el lado francés, las autoridades regulatorias exigen que se lleve a cabo un proceso de consulta abierta (*Open Season*) a los potenciales usuarios de las nuevas infraestructuras, para que éstos manifiesten su interés por contratar capacidad, asumiendo compromiso de uso o pago de la misma durante un periodo de 10 años. Con ello se pretende que al menos una parte de la inversión a realizar sea cubierta con compromisos a largo plazo.

- En muchos casos, como ha sucedido con el procedimiento Open Season 2015, lanzado conjuntamente con Francia el 11 de mayo de 2010 para el proyecto MIDCAT, dicho riesgo, en el lado francés, ha sido demasiado elevado para que pueda ser asumido por los comercializadores (no ha existido transparencia en cuanto a detallar los elevados costes de las infraestructuras), los cuales, aún teniendo intereses comerciales, no pudieron adoptar compromisos y riesgos a tan largo plazo. Este escenario plantea la necesidad de potenciar el valor de una infraestructura como seguridad de suministro, valor que no se puede evaluar en un test económico. Por otra parte, es curioso cómo, dentro de la política europea, estamos apuntando hacia desarrollos regulatorios de gran detalle, a través de ACER y los ENTSO sin darle tanta importancia a cómo llegar hasta el 20% de participación de renovables.

- Para contribuir a la superación de los problemas descritos que dificultan el desarrollo de las interconexiones, podría pensarse en la identificación de proyectos de cooperación franco-española de interés común, tales como los de renovación de nuestro parque nuclear. De esta forma se aumentaría el interés económico actual para el desarrollo de interconexiones, al poder incluirse dichas infraestructuras en aquellos proyectos de cooperación que mejorarán la seguridad de suministro en las zonas interconectadas e incluso en áreas más alejadas de las instalaciones concretas de interconexión. Así se lograría también una mayor realización del mercado interior de la energía.

- Retomando el tema del Plan Solar Mediterráneo, se planteaban varios escenarios alternativos respecto a las líneas de evacuación de la energía eléctrica desde la Ribera Sur del Mediterráneo hasta Europa. En concurso convocado por la Comisión Europea, dos gru-



V - Principales reflexiones y conclusiones de los debates mantenidos por el pleno del grupo
V. 4 - Interconexiones eléctricas y gaseistas de la Península Ibérica: contexto, situación actual y retos de futuro

199

pos quedaron finalistas (un grupo alemán y el del Observatorio Mediterráneo de la Energía (OME) que incluye España). Recientemente, un comunicado de la Comisión ha informado de la decisión de optar por el grupo alemán, lo que conllevaría que las interconexiones derivadas de la posible ubicación de plantas de energías renovables en el arco Sur del Mediterráneo no se construyesen por el área occidental sino por el Mediterráneo oriental (a través de Turquía).

- Quizá, con una voluntad política por parte de las Administraciones y de acuerdos entre la Península Ibérica, Marruecos y Argelia podríamos conseguir que aquel escenario que beneficiaría a España no se quedase fuera. Hay que tener en cuenta que tan sólo transformando las actuales interconexiones eléctricas, construidas en corriente alterna, a corriente continua, lo que no exige desplegar nuevos cables submarinos, se podría incrementar de forma muy sustancial la capacidad de intercambio de energía eléctrica con el Norte de África. Por otro lado, se debería analizar cómo se integraría en el sistema eléctrico español las renovables provenientes de África y cómo se transportarían hacia el Norte de Europa.



- Da la sensación de que en el desarrollo de las infraestructuras nos está ocurriendo lo mismo que para las renovables. ¿Es el nivel de interconexión eléctrica que la Comisión tiene como objetivo, por ejemplo para el 2050, la opción más económica o se trata de una restricción política más? Lo lógico sería elegir la opción más económica, asumiendo las necesidades derivadas de los objetivos en materia de energías renovables, aunque parece que además se están imponiendo restricciones de localización. Si bien, es tecnológicamente posible construir una Supergrid que nos una con el Norte de África, se trata de una solución que costaría muchísimo dinero.



- Aunque lleguemos a un acuerdo con Francia para el desarrollo de las interconexiones, ¿podría convertirse el actual desarrollo de la red de transporte de electricidad en el sur francés en un embudo? ¿Existe algún mecanismo que obligue a Francia a mejorar sus infraestructuras internas? El Tercer Paquete prevé mecanismos, concretados en el *Ten Year Network Development Plan* de ENTSO-E, cuyo objetivo es lograr una planificación coordinada que evite este tipo de situaciones. Dentro de los desarrollos previstos se incluyen refuerzos en la red española.

- El Reglamento 994/2010 para garantizar el suministro de gas incluye un punto que obligará a los países de la UE a tener, no sólo un mínimo de capacidad de interconexión, sino también un mínimo de infraestructuras en los sistemas nacionales que permitan vehicular el gas en caso de emergencia.



200 | Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro

- El servicio de transporte a través de la red de alta tensión eléctrica o la red básica de gasoductos supone un 4-5% del precio final medio que paga el consumidor. Un incremento de un 100%, un 200%, o incluso un 300% de las redes, se traduciría en un incremento del coste para el consumidor inferior a un 2% que entendemos es pequeño en comparación con los supuestos beneficios.

- A pesar de todas las dificultades, en relación a las interconexiones de gas, se han conseguido destacados logros a corto y medio plazo, fruto de la intensa colaboración y coordinación de los agentes y autoridades españolas, y se sigue trabajando para conseguir más en el largo plazo. Una lección bien aprendida, y puesta en práctica en este caso, es que en los asuntos supranacionales sí se pueden conseguir objetivos, aunque hay que tomar iniciativa, estar desde el principio, en el equipo que redacta el primer borrador, y además hay que dedicar muchos recursos aunque no siempre se vean los frutos de manera inmediata. Además es necesario mantener buen contacto con las autoridades europeas, tanto a nivel técnico como a nivel más político.

